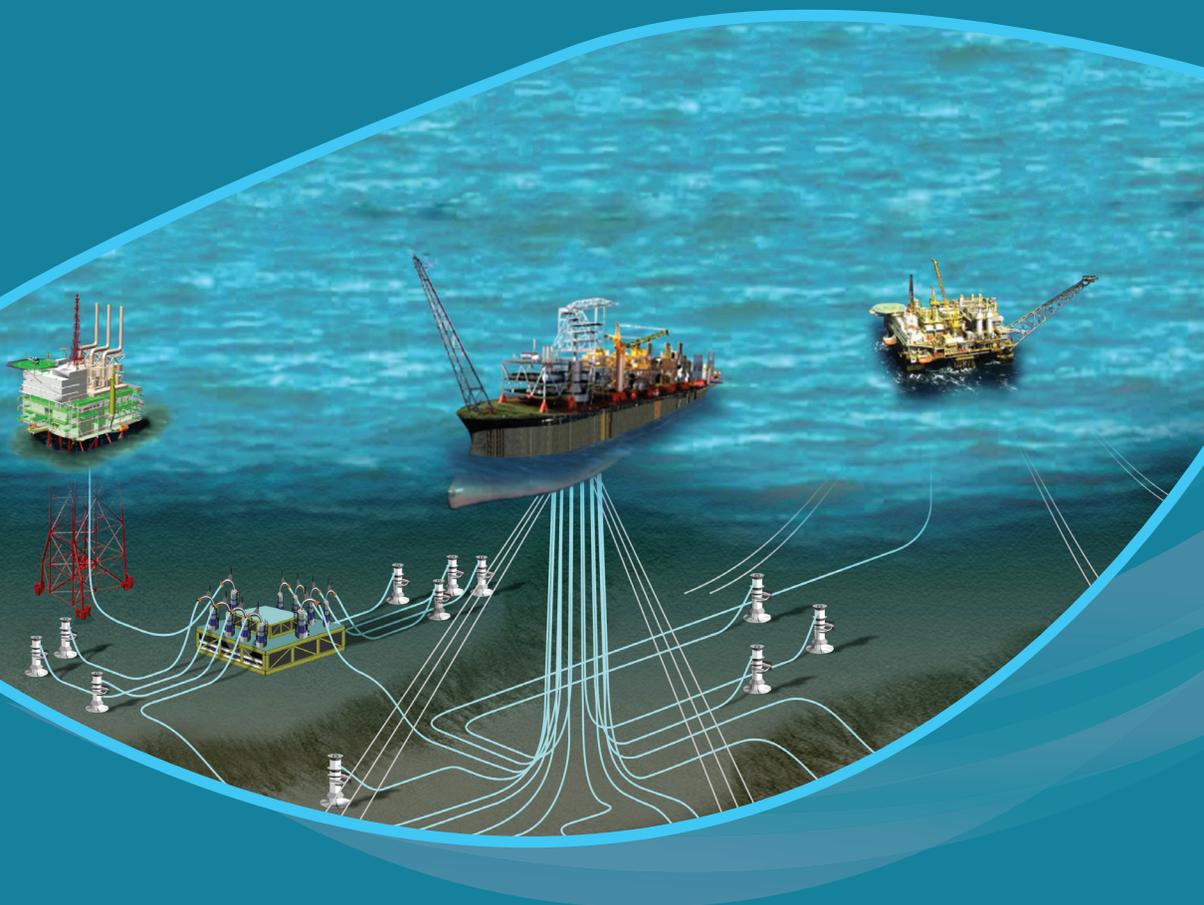


PETRÓLEO EM ÁGUAS PROFUNDAS

Uma história tecnológica da PETROBRAS
na exploração e produção *offshore*



José Mauro de Moraes

Por que o desenvolvimento de novas tecnologias é considerado uma questão-chave para se produzir petróleo no Pré-sal? Quais são as relações entre investimentos em capacitação de recursos humanos e em inovações tecnológicas e o alcance da autossuficiência na produção de petróleo? Quais são os fatores que levaram a PETROBRAS à liderança na produção de petróleo em águas profundas e ultraprofundas? Quais foram as implicações políticas decorrentes do fato de o Brasil ter sido um dos últimos países a descobrir petróleo na América Latina, em 1939?

Este estudo procura responder, ao longo de suas análises, a estas e a outras questões relacionadas. Por meio de uma abordagem integral ao tema do petróleo, com a consideração de aspectos históricos, políticos, tecnológicos, de exploração e produção, além de refino, o trabalho apresenta uma visão geral da evolução do setor de petróleo, no Brasil e no mundo.

Para avaliar os temas acima, o livro inicia as análises com a descrição das buscas pioneiras por petróleo, no século XIX, no Brasil e nas principais regiões petrolíferas mundiais. No Brasil, é analisada a entrada de órgãos governamentais nas explorações, na década de 1920 - após a constatação do grande atraso nacional em descobrir petróleo -, que resultou, muitos anos depois, na descoberta das primeiras jazidas, no Recôncavo Baiano, em 1939-1942.

Como tentativa de solucionar definitivamente a questão do “difícil petróleo brasileiro”, o governo patrocinou, em 1953, a criação da PETROBRAS, empresa estatal com a missão de descobrir petróleo para resolver a antiga dependência brasileira da importação de combustíveis. As descobertas que a Companhia realizou, em seus primeiros dez anos de atividades exploratórias, não aliviaram o peso da dependência do País na importação de grandes volumes de petróleo, diante do consumo crescente de derivados. Esta constatação levou a PETROBRAS, na segunda metade dos anos 1960, a reorientar as explorações para a plataforma marítima. A decisão resultou na descoberta, em 1968, do primeiro campo de petróleo no mar, o Campo de Guaricema, na Bacia de Sergipe-Alagoas e, a partir de 1974--1976, de importantes campos de petróleo na Bacia de Campos, nas costas do estado do Rio de Janeiro. Após as primeiras descobertas em águas rasas, descobertas sucessivas ocorreram em águas marítimas profundas e ultraprofundas, nesta e nas demais bacias sedimentares ao longo da costa brasileira.

As complexidades tecnológicas para se produzir petróleo àquelas profundidades foram solucionadas por meio da adoção de amplos programas de capacitação tecnológica, que também prepararam o caminho para as recentes descobertas de petróleo nas áreas geológicas profundas do Pré-sal, nas Bacias de Santos e de Campos.

Dado o cenário acima, este livro procura demonstrar o papel fundamental representado pelos avanços tecnológicos na produção de petróleo em águas profundas e no Pré-sal, por meio de análises dos instrumentos de gestão tecnológica adotados e das principais inovações implementadas em equipamentos e sistemas submarinos de produção de petróleo.

PETRÓLEO EM ÁGUAS PROFUNDAS

Uma história tecnológica da PETROBRAS na
exploração e produção *offshore*

Governo Federal

Secretaria de Assuntos Estratégicos da Presidência da República

Ministro Wellington Moreira Franco



Fundação pública vinculada à Secretaria de Assuntos Estratégicos da Presidência da República, o Ipea fornece suporte técnico e institucional às ações governamentais – possibilitando a formulação de inúmeras políticas públicas e programas de desenvolvimento brasileiro – e disponibiliza, para a sociedade, pesquisas e estudos realizados por seus técnicos.

Presidente

Marcelo Côrtes Neri

Diretor de Desenvolvimento Institucional

Luiz Cezar Loureiro de Azeredo

Diretor de Estudos e Relações Econômicas e Políticas Internacionais

Renato Coelho Baumann das Neves

Diretor de Estudos e Políticas do Estado, das Instituições e da Democracia

Alexandre de Ávila Gomide

Diretor de Estudos e Políticas Macroeconômicas, Substituto

Cláudio Hamilton Matos dos Santos

Diretor de Estudos e Políticas Regionais, Urbanas e Ambientais, Substituto

Miguel Matteo

Diretora de Estudos e Políticas Setoriais de Inovação, Regulação e Infraestrutura

Fernanda De Negri

Diretor de Estudos e Políticas Sociais

Rafael Guerreiro Osorio

Chefe de Gabinete

Sergei Suarez Dillon Soares

Assessor-chefe de Imprensa e Comunicação

João Cláudio Garcia Rodrigues Lima

Ouvidoria: <http://www.ipea.gov.br/ouvidoria>

URL: <http://www.ipea.gov.br>

PETRÓLEO EM ÁGUAS PROFUNDAS

Uma história tecnológica da PETROBRAS na
exploração e produção *offshore*

José Mauro de Moraes

Revisão Técnica

Elisio Caetano Filho, Ph.D. (Petróleo)
Consultor Sênior – CENPES/PETROBRAS

Brasília, 2013

© Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada - Ipea 2013
Convênio IPEA/PETROBRAS nº 03685: "Impactos Tecnológicos das
Parcerias da PETROBRAS com Universidades, Centros de Pesquisa e
Firmas Brasileiras".

Coordenação do projeto:

Lenita Turchi (coord. geral - Ipea)

João Alberto De Negri (Ipea)

Fernanda De Negri (Ipea)

William de Souza Monteiro (coord. geral - PETROBRAS)

Morais, José Mauro de

Petróleo em águas profundas : uma história tecnológica da Petrobras
na exploração e produção offshore / José Mauro de Moraes. – Brasília :
Ipea : Petrobras, 2013.

424 p. : il., gráfs., mapas, tabs.

Inclui bibliografia.

ISBN: 978-85-7811-159-5

1. Tecnologia Petrolífera. 2. Indústria Petrolífera. 3. Inovações
Tecnológicas. 4. Pré-sal. 5. Análise Histórica. 6. Brasil. I. Instituto
de Pesquisa Econômica Aplicada. II. Petrobras, Rio de Janeiro III. Título.

CDD 338.2728

Este texto foi produzido no âmbito da Diretoria de Estudos e Políticas Setoriais, de
Inovação, Regulação e Infraestrutura (Diset).

As opiniões emitidas nesta publicação são de exclusiva e inteira responsabilidade
dos autores, não exprimindo, necessariamente, o ponto de vista do Instituto de
Pesquisa Econômica Aplicada, da Secretaria de Assuntos Estratégicos da Presidência
da República ou da PETROBRAS.

Este livro foi publicado com o apoio da PETROBRAS, por meio de convênio realizado
entre PETROBRAS, Ipea e Finatec.

É permitida a reprodução deste texto e dos dados nele contidos, desde que citada
a fonte. Reproduções para fins comerciais são proibidas.

“Ao longo da história do petróleo... nenhum outro negócio define de forma tão completa e radical o significado do risco e da recompensa” (Daniel Yergin).

SUMÁRIO

PREFÁCIO

INTRODUÇÃO	17
1. PERSISTÊNCIA, FRACASSOS E CONQUISTAS: NOTA INTRODUTÓRIA À HISTÓRIA DO PETRÓLEO NO BRASIL	20
2. INVESTIMENTOS DE RISCO E A BUSCA DA AUTOSSUFICIÊNCIA EM PETRÓLEO.....	24

PARTE I

FUNDAÇÃO DA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO

CAPÍTULO 1

OS PRIMÓRDIOS DO PETRÓLEO NO BRASIL: DAS PRIMEIRAS EXPLORAÇÕES À CRIAÇÃO DA PETROBRAS	31
1.1. Princípio e evolução da indústria do petróleo no mundo	32
1.2. Brasil: explorações pioneiras por particulares	38
1.3. O Estado brasileiro nas atividades de exploração	40
1.4. A primeira descoberta de petróleo.....	45
1.5. Nacionalismo e petróleo: a criação da PETROBRAS.....	49
1.6. Missões da PETROBRAS.....	51
1.7. Déficit tecnológicos e em recursos humanos e os primeiros reveses na exploração de petróleo.....	52

PARTE II

PESQUISAS TECNOLÓGICAS E FORMAÇÃO DE RECURSOS HUMANOS

CAPÍTULO 2

PESQUISAS TECNOLÓGICAS PIONEIRAS NA PETROBRAS E POLÍTICA DE CAPACITAÇÃO DE RECURSOS HUMANOS	57
2.1. O Centro de Aperfeiçoamento e Pesquisas de Petróleo (CENAP).....	57
2.2. O Centro de Pesquisas e Desenvolvimento da PETROBRAS (CENPES): dos primeiros anos às crises mundiais do petróleo.....	59
2.3. Contratação de pesquisas com universidades e centros de pesquisas.....	64
2.4. Políticas e ações para a formação e capacitação de recursos humanos.....	72

PARTE III

EXPLORAÇÕES, COMPLETAÇÕES E AVANÇOS TECNOLÓGICOS NA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO *OFFSHORE*

CAPÍTULO 3

DETERMINANTES DAS TECNOLOGIAS DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO <i>OFFSHORE</i>	83
3.1. Desafios tecnológicos na produção de petróleo em águas profundas	84

CAPÍTULO 4

EVOLUÇÃO DAS EXPLORAÇÕES DE PETRÓLEO NO MAR	97
4.1. Avanço das tecnologias de exploração <i>offshore</i>	97
4.2. Golfo do México	102
4.3. Mar do Norte	106

CAPÍTULO 5

A PETROBRAS NO MAR: IMPLANTAÇÃO DO SISTEMA DE PRODUÇÃO ANTECIPADA NA BACIA DE CAMPOS	111
5.1. Explorações e descobertas pioneiras na plataforma marítima do Nordeste do Brasil	111
5.2. Descobertas de petróleo na Bacia de Campos	114
5.3. O Sistema de Produção Antecipada.....	118
5.4. Expansão dos sistemas de produção em águas profundas	137

CAPÍTULO 6

EVOLUÇÃO DAS TECNOLOGIAS DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO EM ÁGUAS PROFUNDAS	139
6.1. Programa de Capacitação Tecnológica em Águas Profundas (PROCAP)	141
6.2. PROCAP 1.000 – Tecnologias para o desenvolvimento da produção em águas profundas.....	142
6.3. PROCAP 2.000 – Tecnologias para águas ultraprofundas.....	146
6.4. PROCAP 3.000 – Em busca de novas soluções para os desafios das águas ultraprofundas	149
6.5. Principais avanços tecnológicos em equipamentos e sistemas de produção nas três versões do PROCAP	157
6.6. Aplicação das tecnologias desenvolvidas no PROCAP: Campos de Albacora, Marlim, Marlim Sul, Roncador e Jubarte	192
6.7. Novas tecnologias, riscos e ousadias	205
6.8. Realização de pesquisas cooperativas e formação de rede de fornecedores de equipamentos e serviços para o petróleo.....	209
6.9. Tecnologias recentes na exploração e produção de petróleo no Golfo do México.....	214

CAPÍTULO 7

A ERA DO PRÉ-SAL: AS DESCOBERTAS DE PETRÓLEO E OS DESAFIOS TECNOLÓGICOS NA PRODUÇÃO	219
7.1. Histórico das descobertas no Pré-sal	221
7.2. Implantação do primeiro sistema de produção no Pré-sal da Bacia de Santos.....	236
7.3. Estratégias de coordenação de P&D no Pré-sal	238
7.4. Os desafios tecnológicos na nova fronteira em exploração.....	242
7.5. Fases do desenvolvimento da produção no Pré-sal da Bacia de Santos.....	248
7.6. O Pré-sal e o novo ciclo de inovações tecnológicas	253

CAPÍTULO 8

CONCLUSÕES: ESFORÇOS TECNOLÓGICOS E LIDERANÇA NA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO EM ÁGUAS PROFUNDAS.....	257
8.1. Fases da evolução tecnológica e produtiva da PETROBRAS na exploração de petróleo.....	257
8.2. Inovações, patentes e reconhecimento internacional na produção <i>offshore</i>	260
8.3. Fatores básicos na liderança em águas profundas.....	261
8.4. Considerações finais: origens do monopólio no setor de petróleo e balanço histórico da atuação da PETROBRAS.....	264
REFERÊNCIAS.....	278

ARTIGOS ESPECIAIS

Fundamentos do Programa de Capacitação Tecnológica em Águas Profundas (PROCAP) José Paulo Silveira.....	301
Aprendendo com os acidentes: o segundo acidente na Plataforma de Enchova João Carlos de Luca.....	309

AGRADECIMENTOS.....	313
----------------------------	------------

LISTA DE ENTREVISTADOS E DEPOENTES.....	315
--	------------

LISTA DE DIAGRAMAS E TABELAS.....	316
--	------------

CRÉDITOS DAS FIGURAS.....	317
----------------------------------	------------

ANEXOS

1. EVOLUÇÃO TECNOLÓGICA NO REFINO DE PETRÓLEO NO BRASIL.....	319
2. TABELAS ESTATÍSTICAS DE PETRÓLEO E DERIVADOS DE PETRÓLEO.....	369
3. IMAGENS DE EQUIPAMENTOS E SISTEMAS DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO.....	407

PREFÁCIO

Este trabalho analisa a trajetória histórica brasileira na exploração de petróleo, com foco na evolução tecnológica da PETROBRAS na produção de petróleo em águas profundas e ultraprofundas.¹ O estudo apresenta, como temas centrais, a evolução das explorações de petróleo na plataforma marítima brasileira, análises do sistema de gestão tecnológica adotado no desenvolvimento dos campos de petróleo da Bacia de Campos, descrições e avaliações das principais inovações efetivadas em equipamentos e sistemas de produção submarinos, e uma apreciação dos desenvolvimentos iniciais na exploração e na produção de petróleo no Pré-sal: o histórico das descobertas, os desafios tecnológicos e os campos testados e implantados até 2012.

O livro é dividido em três Partes quanto à unidade temática das análises: a Parte I, constituída pelo Capítulo 1, examina brevemente a história do petróleo, no Brasil e no mundo; a Parte II, composta pelo Capítulo 2, trata das atividades de pesquisas e desenvolvimento (P&D) e das políticas de capacitação de recursos humanos na PETROBRAS; a Parte III, constituída pelos Capítulos 3 a 8, tem como focos o desenvolvimento das atividades de exploração de petróleo pela PETROBRAS e os avanços tecnológicos que empreendeu na produção de petróleo em águas profundas e ultraprofundas.

Com o objetivo de iniciar o leitor na matéria, a Introdução traz duas abordagens preliminares sobre a evolução do setor de petróleo no Brasil, um tema que sempre foi acompanhado de complexas implicações políticas e econômicas, a exemplo do que ocorreu, ao longo do século passado, em diversos países. Na primeira análise, apresenta-se uma visão geral da história do petróleo no País, do século XIX aos dias atuais, desdobrada em cinco fases cronológicas, delimitadas segundo a motivação predominante que impulsionou a busca por petróleo em cada uma das fases. Na segunda abordagem, discute-se o papel representado pelos riscos econômicos e tecnológicos na exploração e na produção de petróleo, um tema que será retomado em outros capítulos do livro.

O Capítulo 1 examina a história do petróleo no Brasil, do século XIX até a criação da estatal brasileira de petróleo, em 1953; o tema é precedido, na primeira seção

1. Nas atividades de exploração e produção de petróleo, as medidas de profundidade no mar, isto é, a distância vertical entre a superfície do mar e o solo marinho (ou lâmina d'água – LDA), são definidas em três níveis: *águas rasas* - até 300 metros; *águas profundas* - entre 300 a 1.500 metros; e *águas ultraprofundas* - igual/acima de 1.500 metros.

do capítulo, de um panorama dos principais acontecimentos relativos ao nascimento e à expansão inicial da indústria do petróleo, nos Estados Unidos, na segunda metade do século XIX, e dos primeiros passos no processo de inovações tecnológicas no setor. No Brasil, são descritas as incursões pioneiras em busca de petróleo, realizadas por pequenos exploradores, a partir da década de 1860, e por órgãos governamentais, nos anos 1920. No plano político, são analisadas as iniciativas desenvolvidas no Congresso Nacional e no governo federal, a partir da década de 1920, voltadas à instituição de políticas de âmbito nacional para o setor de petróleo; nesta mesma linha, são acompanhadas as disputas ideológicas que precederam a criação da PETROBRAS, em meio aos embates da Campanha do Petróleo, que se desenvolveu nos meios militares, na imprensa e em movimentos populares nas ruas, de 1947 a 1953.

No Capítulo 2, são analisados três aspectos do processo de acumulação de conhecimentos na PETROBRAS – base dos seus avanços tecnológicos e produtivos – voltados ao desenvolvimento de tecnologias para a produção de petróleo em águas profundas, à refinação de petróleo e às demais áreas de atuação da empresa: i) investimentos continuados na ampliação dos seus centros de pesquisas (Centro de Aperfeiçoamento e Pesquisas de Petróleo – CENAP, até 1965, e Centro de Pesquisas e Desenvolvimento – CENPES, a partir de 1966); ii) política de contratação de pesquisas com universidades e instituições científicas; e, iii) ações para a formação e a capacitação de recursos humanos.

Os Capítulos 3 e 4 constituem leituras de referência para o acompanhamento das análises seguintes, nos Capítulos 5 e 6, sobre a evolução das explorações na plataforma marítima brasileira e os avanços tecnológicos na produção de petróleo. No Capítulo 3, desenvolve-se uma interpretação do processo geral de indução de tecnologias nas atividades petrolíferas *offshore*²: por meio da conexão entre os ambientes e as condições físicas em que se realizam as explorações e a produção de petróleo e os requerimentos de inovações induzidas por tais condições, foi elaborada uma sistematização dos principais fatores que condicionam a geração de tecnologias em águas profundas. A análise procura mostrar como os obstáculos técnicos, decorrentes das difíceis e arriscadas condições impostas pelos ambientes marinho, climático, geológico e por outros fatores presentes na exploração de petróleo, não somente determinam as trajetórias tecnológicas na atividade, como tornam o desenvolvimento permanente de inovações em equipamentos e sistemas um requisito imprescindível para a viabilização das atividades petrolíferas em águas profundas e ultraprofundas. O Capítulo 4 estende a análise anterior a casos concretos de avanços tecnológicos

2. O termo *offshore*, no setor de petróleo, refere-se às operações de exploração e de produção efetivadas no mar, isto é, envolve as operações petrolíferas realizadas tanto ao largo da costa marítima quanto em alto mar.

nas duas regiões que iniciaram o processo de inovações petrolíferas *offshore*: o Golfo do México, a partir da década de 1940, e o Mar do Norte, nos primeiros anos da década de 1970, que se constituíram em referência tecnológica para o desenvolvimento dos primeiros campos de petróleo na Bacia de Campos.

Abordando o tema principal do livro, o Capítulo 5 descreve o início das explorações de petróleo na plataforma marítima do Nordeste brasileiro, em 1968, e na Bacia de Campos, em 1971, e as descobertas, a partir de 1974, de importantes campos de petróleo em águas rasas, seguidas dos primeiros experimentos tecnológicos no desenvolvimento de campos marítimos no País. No Capítulo 6, as análises concentram-se nos programas especiais de capacitação adotados pela PETROBRAS, a partir de 1986, voltados ao desenvolvimento de tecnologias para a produção de petróleo nos campos descobertos em águas profundas e ultraprofundas. O capítulo descreve as principais inovações em equipamentos e sistemas de produção de petróleo, e apresenta uma síntese dos desenvolvimentos dos grandes campos de Marlim, Roncador, Jubarte e outros, que levaram à obtenção, pela PETROBRAS, de seguidos recordes mundiais de produção em águas profundas e ultraprofundas e a reconhecimentos internacionais das tecnologias inovadoras desenvolvidas e/ou aplicadas na produção de petróleo naqueles campos.

Na avaliação da exploração de petróleo nos anos recentes, o Capítulo 7 apresenta o histórico das descobertas e os desenvolvimentos dos primeiros campos na camada do Pré-sal, as ações para a ampliação das atividades de P&D voltadas à produção de petróleo naquela área petrolífera, e os principais desafios tecnológicos que estão sendo superados para a produção em alta escala de hidrocarbonetos na nova fronteira em exploração.

No Capítulo 8, a partir das informações e avaliações dos capítulos anteriores, são apresentadas quatro análises conclusivas: uma periodização da história tecnológica e produtiva da PETROBRAS, de 1955, ano da criação do seu primeiro centro de pesquisas, a 2010-2012, anos em que foram realizadas as primeiras *declarações de comercialidade* de campos de petróleo descobertos no Pré-sal; uma interpretação dos fatores que levaram a petroleira brasileira a se tornar a principal Companhia na produção de petróleo em águas profundas; a avaliação do momento histórico que vivia o setor de petróleo, na primeira metade do século XX, no mundo, e na América Latina, em particular, e suas relações com a evolução dos acontecimentos políticos no Brasil, que resultaram na adoção do monopólio na cadeia produtiva do petróleo, na lei que criou a PETROBRAS como empresa estatal incumbida de exercer o regime; finalmente, na última análise, avalia-se o desempenho da Companhia, ao longo do tempo, no cumprimento da missão principal para a qual foi criada, isto é, descobrir

reservas de petróleo em volumes suficientes para livrar o Brasil da alta dependência da importação de combustíveis.

O livro traz, ainda, dois artigos especiais, escritos por ex-engenheiros da PETROBRAS, com o propósito de contribuir para o melhor conhecimento de fatos importantes na história do petróleo no Brasil. O primeiro artigo, redigido por José Paulo Silveira, Superintendente do CENPES, de 1985 a 1989, apresenta um relato sobre os fundamentos da criação do principal instrumento de gestão tecnológica da PETROBRAS, o Programa de Capacitação Tecnológica em Águas Profundas (PROCAP). O segundo artigo, escrito por João Carlos de Luca, Diretor de Exploração e Produção da PETROBRAS, de 1990 a 1995, traz um relato vívido do grave acidente ocorrido na Plataforma Central de Enchova, em 1988, com foco nas lições apreendidas com os acontecimentos.

No Anexo 1, apresenta-se um estudo sobre a história da refinação de petróleo no Brasil, uma das áreas em que a PETROBRAS empreendeu diversas inovações tecnológicas com vistas ao aproveitamento, em suas refinarias, do petróleo pesado extraído na Bacia de Campos, em substituição aos petróleos leves importados. O estudo contém informações básicas sobre os processos de refinação de petróleo, representando um texto de referência para vários tópicos citados na investigação principal sobre exploração e produção de petróleo. Dada sua característica introdutória ao tema do refino, o leitor interessado em se aprofundar na matéria deve recorrer aos estudos citados no texto e a outros disponíveis na bibliografia especializada. No Anexo 2, são apresentadas tabelas com dados sobre exploração, produção e comercialização de petróleo e derivados. No Anexo 3, são disponibilizadas imagens de equipamentos, plataformas de petróleo e tecnologias petrolíferas submarinas, essenciais ao entendimento das descrições técnicas sobre exploração, produção e tecnologias de petróleo constantes do livro.

As fontes de informações para as análises deste estudo foram constituídas por livros sobre a história do petróleo, por teses de mestrado e de doutorado apresentadas a universidades brasileiras, por livros e artigos de engenharia do petróleo e por artigos técnicos disponíveis em revistas especializadas e em conferências internacionais de petróleo. Na investigação do objeto principal do estudo, as análises apoiaram-se, principalmente, em entrevistas realizadas com engenheiros e ex-engenheiros da PETROBRAS que participaram dos desenvolvimentos dos primeiros campos de petróleo na Bacia de Campos ou da gestão de atividades de pesquisas e desenvolvimento (P&D) no centro de pesquisas da empresa, além de depoimentos de engenheiros e geólogos da Companhia disponíveis na Internet. Trechos dos testemunhos dos entrevistados e depoentes são extensivamente citados no decorrer das análises, com o objetivo de ilustrar as experiências e situações

objetivas vividas pelos que participaram do desenvolvimento dos campos de petróleo, nas décadas de 1970 a 1990.

Ao apresentar uma abordagem integral ao tema do petróleo, nos aspectos políticos, tecnológicos, de exploração, produção e refino, elaborado em linguagem acessível ao leitor não especializado, esperamos, com este trabalho, contribuir para o melhor entendimento do desenvolvimento histórico do setor e das complexas atividades envolvidas na exploração e produção de petróleo em águas profundas e ultraprofundas nos dias atuais. Para facilitar o entendimento de termos técnicos de exploração e produção de petróleo utilizados no livro, adicionamos os seus significados, em notas de rodapé ou entre parênteses, conforme empregados em reconhecidos livros e dicionários de engenharia de petróleo.

Reconhecendo a importância dos trabalhos pioneiros dos exploradores da Bacia de Campos, este livro é dedicado à memória de Zephyrino Lavenère Machado Filho, engenheiro da PETROBRAS, de 1960 a julho de 2012, responsável pela realização de feitos marcantes na história da Companhia, e que transmitiu ao autor deste livro informações valiosas sobre sua atuação em campos de petróleo naquela Bacia. Zephyrino Lavenère foi o responsável pela coordenação, em 1979-1982, da implantação dos poços de petróleo de Enchova Leste e Bonito, que se encontram entre os campos produtores pioneiros da Bacia de Campos. Na completação daqueles campos foram adotadas diversas inovações em engenharia submarina, como a utilização experimental de *risers* flexíveis - dutos que conduzem o petróleo dos poços, no fundo do mar, às plataformas de produção - e a instalação da primeira árvore de natal molhada (árvore de válvulas) em um poço de petróleo no País, que proporcionou o primeiro recorde mundial da PETROBRAS na produção de petróleo *offshore*.

O autor

INTRODUÇÃO

A assinatura pelo presidente Getúlio Vargas, em 3 de outubro de 1953, da Lei de criação da PETROBRAS encerrou um ciclo de três décadas de intensas disputas políticas e ideológicas em torno da discussão de proposições destinadas a estabelecer as formas e os limites da participação do Estado, do capital estrangeiro e do setor empresarial privado nacional nas atividades petrolíferas no Brasil. Iniciadas na década de 1920, durante a apreciação, pelo Congresso Nacional, das primeiras propostas de leis federais sobre o tema, as disputas puseram em confronto, de um lado, grupos nacionalistas defensores da exclusividade da participação de empresas estatais e/ou de empresas nacionais privadas na exploração de petróleo e na produção de derivados e, de outro, segmentos empresariais e políticos e outros grupos sociais que apoiavam a presença de empresas estrangeiras no setor e/ou se posicionavam contra a participação estatal direta nas atividades da cadeia produtiva do petróleo. No embate final entre as diversas tendências, as forças políticas que defendiam maior controle do Estado sobre o petróleo saíram vencedoras sobre as demais correntes e aprovaram, em 21 de setembro de 1953, a redação final da Lei nº 2.004/53, que autorizou a criação da sociedade por ações Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRAS), sob o controle acionário da União, com a função de exercer o monopólio das atividades de exploração, produção, refino e transporte de petróleo e derivados.³

Dado o grande atraso brasileiro na indústria do petróleo, decorridos já mais de 90 anos do seu início no mundo,⁴ a nova petroleira estatal deveria acelerar suas ações, com o objetivo de ampliar a exploração e a produção de petróleo, construir e operacionalizar novas refinarias e aumentar a produção nacional de combustíveis e demais derivados. A PETROBRAS defrontou-se, porém, com aguda es-

3. *Pouvoir et Développement Économique*, Luciano Martins (1976); *Petróleo e Nacionalismo*, Gabriel Cohn (1968); *A Questão do Petróleo no Brasil – Uma História da PETROBRAS*, José Luciano de Mattos Dias e Maria Ana Quagliano (1993); *Setting the Brazilian Agenda*, in: *Latin American Oil Companies and the Politics of Energy*, John d. Wirth (1985). A respeito desse período, deve-se ainda acrescentar que o longo processo de gestação de uma política nacional para o petróleo, na primeira metade do século XX, que culminou com a criação da PETROBRAS, envolveu razões e interesses de ordem política, ideológica, econômica e estratégica, de acordo com as várias fases em que ocorreram os embates entre os diversos tipos de atores e grupos sociais que se envolveram na questão do petróleo (empresários, militares, partidos políticos, funcionários públicos, jornalistas, estudantes). Contudo, as disputas ideológicas relacionadas à posição a ser ocupada pelo Estado, pelo capital nacional e pelo capital estrangeiro no setor do petróleo se acirraram e predominaram na última fase do período, de 1947 a 1953, ou seja, durante a Campanha do Petróleo, uma mobilização nacional que envolveu diversas instituições sociais e econômicas, clubes militares, meios de comunicação e a opinião pública em geral, em torno da proposta de estatização do setor de petróleo.

4. A perfuração do primeiro poço comercial de petróleo nos Estados Unidos, no estado da Pensilvânia, em 1859, propiciou o início da produção em larga escala de querosene para iluminação, que se constituiu no principal derivado do petróleo até a primeira década do século XX (Yergin, D., 2010). A indústria do petróleo é o conjunto de atividades econômicas relacionadas com exploração, desenvolvimento, produção, refino, processamento, transporte, importação e exportação de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos aromáticos e seus derivados (Fernández *et al.*, 2009).

cashez de profissionais especializados em petróleo, especialmente de engenheiros, geólogos, geofísicos e químicos, essenciais ao aumento daquelas atividades. Como não existiam no Brasil instituições de ensino capazes de suprir as especializações requeridas, foi decidida a instalação de cursos próprios de formação de pessoal até que o sistema de ensino do País se adequasse para responder às novas e variadas demandas de profissionais. Com esse propósito foi criado na Companhia, em 1955, o Centro de Aperfeiçoamento e Pesquisas de Petróleo (CENAP), estruturado em duas áreas: o Setor de Cursos de Petróleo, voltado à capacitação profissional, e o Setor de Análises e Pesquisas, dotado de “uma equipe em embrião decidida a rumar em direção à pesquisa tecnológica”.⁵ Em 1966, o CENAP foi substituído pelo Centro de Pesquisas e Desenvolvimento da PETROBRAS (CENPES), voltado exclusivamente a pesquisas do petróleo.⁶

A criação do primeiro centro de pesquisas da PETROBRAS, em 1955, delimita o ano inicial da sua história tecnológica, que se estende, neste estudo, até 2012, com foco nos avanços tecnológicos na produção de petróleo em águas profundas.

Entre aquelas duas datas ocorreram fatos decisivos na trajetória da Companhia na exploração e produção de petróleo *offshore*. Destacam-se as descobertas dos primeiros campos de petróleo, em águas costeiras do Nordeste do Brasil, em 1968-1973, e na Bacia de Campos, a partir de 1974, inicialmente em águas rasas, para, em seguida, alcançar águas marítimas profundas e ultraprofundas. As descobertas na Bacia de Campos foram acompanhadas, a partir da segunda metade da década de 1970, das primeiras experimentações tecnológicas em equipamentos e sistemas de produção de petróleo, que viabilizaram o aproveitamento de jazidas situadas a longas distâncias do litoral, dando início ao processo de inovações em sistemas de produção marítima de petróleo no Brasil. Nas décadas que se seguiram, o avanço das explorações na plataforma marítima, em águas crescentemente profundas, apoiado por intensos processos de formação de recursos humanos, de realização de pesquisas aplicadas cooperativas e por amplos programas de capacitação tecnológica, permitiu a agregação de importantes jazidas às reservas brasileiras de petróleo, que culminaram com as descobertas de reservatórios gigantes e supergigantes no Pré-sal das Bacias de Santos e de Campos, a partir de 2006-

5. *Pesquisa Tecnológica na PETROBRAS – A conquista de um objetivo*, Ileana Z. Williams (1967); *Uma história de sucesso – 50 anos de desenvolvimento de recursos humanos*, Jorge N. Caldas (2005).

6. A criação do CENPES foi aprovada pelo Conselho de Administração da PETROBRAS, em 1963, e sua entrada em operação ocorreu em janeiro de 1966. Em 1975, o Centro de Pesquisas e Desenvolvimento teve seu nome modificado para Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguez de Mello (CENPES), como homenagem ao antigo Professor Catedrático da UFRJ, membro histórico do Conselho Nacional do Petróleo (CNP), e que participou ativamente dos esforços para a criação das instalações do CENPES e, particularmente, para a implantação da pesquisa científico-tecnológica na PETROBRAS, onde foi Diretor nos períodos de 1964 a 1967 e de 1969 a 1975.

2007.⁷ Finalmente, os anos 2010-2012 representam um marco importante na evolução tecnológica e produtiva da Companhia, ao registrar as primeiras declarações de comercialidade de campos de petróleo do Pré-sal, assinalando o início do desenvolvimento da produção comercial naquela área geológica.⁸

Como resultado de mais de 40 anos de explorações, descobertas e inovações tecnológicas nas bacias sedimentares marítimas brasileiras, a PETROBRAS ocupa o primeiro lugar na produção de petróleo em águas profundas e ultraprofundas, com 22% do total mundial,⁹ e a posição de empresa operadora do maior número de plataformas de produção àquelas profundidades (Anexo 3, figura 1).¹⁰ Em 2012, a Companhia estabeleceu um novo recorde mundial em profundidade de produção de petróleo no mar, com a instalação do navio-plataforma BW Pioneer, em lâmina d'água de 2.500 metros, no Golfo do México (Anexo 3, figura 2). Com as descobertas no Pré-sal, a posição ocupada pela empresa no plano mundial deverá se fortalecer nos próximos anos, tanto em volumes de produção quanto em desenvolvimentos tecnológicos, dado o grande potencial de crescimento das reservas brasileiras e os desafios tecnológicos e logísticos que estão sendo superados para se produzir petróleo, em grande escala, naquela área geológica.

Ao se analisar a evolução tecnológica e produtiva da PETROBRAS é essencial observar que, por trás da posição alcançada de líder mundial na produção em águas profundas, há uma longa e consistente história de perseverança brasileira na tentativa de resolver o problema da dependência do País do petróleo importado, como se analisa a seguir.

7. Um campo gigante contém entre 500 milhões a 5 bilhões de barris de óleo equivalente (boe); um supergigante contém mais de 5 bilhões de barris (Ivanhoe e Leckie, 1993; PETROBRAS, 29/12/2010). Definição de "boe", "barril de óleo equivalente": "unidade de conversão de um volume de gás natural em volume equivalente de petróleo, tomando-se por base a equivalência energética entre o petróleo e o gás, medida pela relação entre o poder calorífico dos fluidos"; em geral usa-se a relação: 1.000 m³ de gás natural = 1 m³ de petróleo (Fernández *et al.*, 2009). A utilização do conceito "boe" permite somar volumes convertidos de gás natural a volumes de petróleo para se obter uma medida homogênea de reservas de petróleo. 1 m³ de petróleo equivale, aproximadamente, a 6,29 barris de petróleo. 1 barril de petróleo equivale a 158,98 litros.

8. Em 29 de dezembro de 2010, após a realização de testes de produção no Programa de Avaliação Exploratória das áreas de Tupi e Iracema, entre maio de 2009 e dezembro de 2010, a PETROBRAS notificou à Agência Nacional do Petróleo (ANP) a Declaração de Comercialidade das acumulações de petróleo descobertas naquelas áreas, com as denominações de Campo de Lula e Campo de Cernambi, respectivamente. No primeiro campo foi estimada a reserva de 6,5 bilhões de barris de petróleo equivalente (boe), constituindo o primeiro campo supergigante do Brasil e, no segundo, 1,8 bilhão boe (campo gigante). Os dois campos somam 8,3 bilhões de barris de reserva, equivalendo a mais da metade do total das reservas comprovadas da PETROBRAS até 2010 (15,3 bilhões boe) (Anexo 2, tabela 8).

9. As demais grandes empresas produtoras de petróleo e suas respectivas participações na produção mundial em águas profundas e ultraprofundas são: Statoil (12%), Shell (11%), ExxonMobil (10%), British Petroleum (9%), Chevron (8%) e Total (8%) (PFC Energy, cit. em Visão Geral da PETROBRAS, 04.2011). Em 2011, 89,5% da produção da PETROBRAS no Brasil vieram de campos no mar, e 10,5% de campos em terra. A produção total da Companhia no Brasil, 2,02 milhões de barris/dia, representou, em 2011, 2,4% da produção total mundial, que alcançou 83,6 milhões de barris/dia (Anexo 2, tabelas 4 e 9).

10. Uma compilação internacional de 2012 apontou que a PETROBRAS possuía em operação no mar 52 plataformas semissubmersíveis e FPSOs, no total de 253 unidades flutuantes em operação no mundo; no Golfo do México havia o total de 49 plataformas flutuantes em operação naquele ano (Mahoney & Supan, 2012).

1. PERSISTÊNCIA, FRACASSOS E CONQUISTAS: NOTA INTRODUTÓRIA À HISTÓRIA DO PETRÓLEO NO BRASIL

A procura por fontes de petróleo no Brasil iniciou-se na década de 1860, mesma época em que a indústria do petróleo dava os primeiros passos nos Estados Unidos, após a descoberta da primeira jazida comercial, no estado da Pensilvânia, em 1859. Porém, contrariamente ao intenso processo de descobertas de petróleo que, a partir de então, ocorreu em várias partes do mundo, mais de 70 anos se sucederiam sem que se conseguisse encontrar jazidas de petróleo no Brasil. A questão do “difícil petróleo brasileiro” foi, ao longo do tempo que antecedeu a primeira descoberta, na Bahia, em 1939, acirrada por dúvidas sobre a própria ocorrência do mineral no País, cujas descobertas iniciais foram dificultadas pela baixa ocorrência de exsudações naturais de petróleo no solo, diferentemente do que ocorria em diversas regiões no mundo (Dias e Quaglino, 1993).

As incertezas sobre a existência de hidrocarbonetos no País somente começariam a ser resolvidas em 1939, com a descoberta da primeira acumulação de petróleo, na localidade de Lobato, no Recôncavo Baiano, e das descobertas seguintes com potencial comercial, tais como os campos de Candeias, Itaparica e Aratu, em 1941-1942, e outros campos no estado da Bahia. Após o encontro dessas primeiras jazidas, outras três décadas de explorações e descobertas em terra se sucederiam, em diversos estados do Nordeste, mas sem que as bacias sedimentares brasileiras revelassem fontes de petróleo em volumes capazes de diminuir a crescente dependência de importações.¹¹ Somente 35 anos depois das descobertas iniciais na Bahia, com a revelação dos primeiros campos de petróleo na Bacia de Campos, em 1974-1976, começaria a se descortinar, em bases objetivas, a possibilidade de se produzir petróleo em volumes capazes de viabilizar a autossuficiência brasileira na produção.

Dado o cenário acima, a longa trajetória brasileira em busca de petróleo e da autossuficiência pode ser desdobrada em cinco fases históricas, caracterizadas por eventos importantes que devem ser lembrados para o melhor entendimento dos desafios enfrentados pelos exploradores em busca de reservas que proporcionassem a autonomia do País em petróleo.¹²

11. As importações de petróleo cru para abastecer as refinarias produtoras de derivados cresceram acentuadamente ao longo dos anos 1950 até 1979, como mostram os dados seguintes, em volumes médios de barris por dia: 1955-59: 98.000; 1960-69: 203.500; 1970-79: 695.000 (para dados até 1969: IBGE, 1987; dados a partir de 1970: www.anp.gov.br). A partir de 1980 as importações de petróleo começaram a diminuir, como resultado da intensificação da produção na Bacia de Campos, iniciada em 1977.

12. A procura por jazidas de petróleo foi marcada, a partir da década de 1920, por intensas atividades de equipes de geólogos de órgãos estatais em trabalhos de mapeamentos de bacias sedimentares, nas regiões Norte, Nordeste, Sudeste e parte do Sul, em busca de estruturas geológicas favoráveis à existência de hidrocarbonetos. Muitas das expedições foram realizadas nas florestas do Norte do Brasil, em acampamentos improvisados: “naqueles idos tempos de pioneirismo, o geólogo, fiador de tais expectativas, aturava uma vida monótona, inalterável, dia após dia, na barraca de palha de chão batido, iluminada por lampião de querosene, dentro do acampamento às margens do Tapajós, sem ler nem ouvir notícias sobre o resto do mundo” (*Em Busca do Petróleo Brasileiro*, Pedro de Moura e Felisberto Carneiro, 1976, p. 125).

Petróleo no Brasil – Fases da evolução histórica

I) Explorações pioneiras por particulares – busca de petróleo para a produção de óleos para iluminação (1864-1918)

A primeira fase tem início em 1864, quando pequenos exploradores, de posse de concessões do governo do Império do Brasil, iniciaram a procura por jazidas de petróleo, geralmente junto com a busca por carvão e outros minerais com o objetivo de fabricação de “óleo e gás iluminantes” para substituir o óleo obtido a partir da pesca de baleias, que começava a se tornar escasso e caro em razão do aumento da demanda mundial pelo óleo. As primeiras concessões governamentais foram outorgadas para explorações na Província da Bahia, seguindo-se explorações em São Paulo, Maranhão e outras províncias do Nordeste.¹³ Nesse período, o governo não tomou iniciativas próprias de explorar petróleo, tendo sido as buscas realizadas exclusivamente por particulares, e caracterizadas pelo escasso uso de técnicas e equipamentos apropriados, não apresentando nenhuma descoberta importante.

II) Explorações pioneiras pelo Estado – busca de jazidas para comprovar a existência de petróleo no País (1919-1939)

A segunda fase iniciou-se em 1919, logo após o fim da Primeira Guerra Mundial: diante da falta de descobertas de petróleo no Brasil, decorridos já 60 anos do início da indústria do petróleo no mundo, e reconhecendo os riscos que o País corria ao depender integralmente de combustíveis importados, o governo federal decidiu participar diretamente das atividades de exploração, por meio do Serviço Geológico e Mineralógico do Brasil (SGMB), de 1919 a 1933, e do Departamento Nacional de Produção Mineral (DNPM), a partir de 1934. Os dois órgãos realizaram perfurações de poços em vários estados, sem conseguir encontrar nenhuma jazida importante, enquanto crescia a dependência de combustíveis importados. Esse contexto fortaleceu a posição de lideranças militares, que pediam o encaminhamento de soluções para a descoberta de fontes nacionais de petróleo, além de postular maior controle estatal sobre o setor, cujo comércio era integralmente controlado por empresas estrangeiras. As aspirações eram acirradas pelo fato de que diversos países na América Latina já haviam descoberto petróleo.¹⁴ Em resposta, o presidente Getúlio Vargas decidiu, em 1938, realizar ampla intervenção no setor, ao transformar as atividades petrolíferas em “serviço de utilidade pública” e instituir o Conselho Nacional do Petróleo (CNP), para dirigir a política do petróleo do País. No ano seguinte, 1939, os órgãos encarregados das

13. Os decretos promulgados no período do Império e no início da República encontram-se no livro citado de Moura e Carneiro (1976).

14. São os casos do México, em 1901 e 1911, da Argentina, em 1907, da Venezuela, em 1914, e de outros países. Sobre a história da exploração de petróleo no Brasil ver o livro citado *Em Busca do Petróleo Brasileiro*, de Pedro de Moura e Felisberto Carneiro (1976), uma obra básica sobre o tema, até a década de 1970.

explorações descobriram a primeira acumulação de petróleo, na localidade de Lobato, no estado da Bahia (Dias e Quaglino, 1993, p. 76-112).

III) Busca de petróleo para a redução da dependência de importações (1940-1973)

Após a descoberta da primeira jazida iniciou-se a terceira fase, que se estendeu de 1940 a 1973, ano que antecede a primeira descoberta de petróleo na Bacia de Campos. O CNP, órgão encarregado da busca por petróleo (até a criação da PETROBRAS, em 1953), prosseguiu nos levantamentos geológicos e geofísicos, “em busca do tempo perdido”... e “com maior planejamento técnico” nas palavras de Moura e Carneiro (1976), concentrando as perfurações nas áreas mais promissoras, que incluíam as bacias sedimentares terrestres do Recôncavo Baiano, de Alagoas/Sergipe e de outros estados. Alguns empresários, de posse de autorizações do governo federal, também realizaram perfurações, mas sem encontrar jazidas comerciais. Nesta fase foi criada a PETROBRAS, em 1953, com a missão de resolver o problema da alta dependência brasileira do petróleo importado. Ao empreender a tarefa, a empresa descobriu, nos seus primeiros anos de atividades, importantes campos de petróleo em vários estados do Nordeste, mas, em meados da década de 1960 constatou que as descobertas em terra não estavam ocorrendo em volumes capazes de diminuir a dependência do petróleo importado. Decidiu, então, redirecionar as explorações para o mar, iniciando perfurações de poços no litoral do Nordeste, em 1968, e na Bacia de Campos, em 1971. As primeiras descobertas de petróleo, no litoral de Sergipe, em 1968-1972, e do Rio Grande do Norte, em 1973, se revelaram insuficientes para mudar o panorama da alta dependência do petróleo importado, fato que aumentou as previsões pessimistas que então prevaleciam no País a respeito da possível inexistência de grandes jazidas de hidrocarbonetos em solo nacional.¹⁵

IV) Explorações de petróleo para a obtenção da autossuficiência na produção (1974-2006)

A continuação das perfurações de poços na Bacia de Campos levou à primeira descoberta de petróleo naquela região, o Campo de Garoupa, em 1974, dando início à quarta fase da história do petróleo no Brasil. Começava, a partir de então, um ciclo de importantes descobertas, tais como os Campos de Pargo, Badejo, Na-

15. A melhor expressão do pessimismo à época encontra-se no discurso do presidente da PETROBRAS, Ernesto Geisel, ao finalizar seu mandato na empresa, em julho de 1973, para assumir o cargo de presidente da República, em março de 1974. No pronunciamento Geisel afirmou, como justificativa para a falta de descobertas significativas de jazidas de petróleo no Brasil, “...a autossuficiência de petróleo, por mais desejável que seja, não é a missão básica da empresa e que deva ser alcançada a qualquer preço, e isto porque ela é função de fatores e circunstâncias aleatórias, independentes de nossa vontade; porque pode exigir custos demasiadamente onerosos; porque se é difícil obter essa autossuficiência, mais difícil ainda é mantê-la, dada a explosiva expansão do mercado de consumo, de um lado, e a inexorável exaustão das jazidas, de outro, e, por fim, porque não devem ser excluídas as possibilidades e conveniências do suprimento através do intercâmbio com outros países”... (Petróleo - O Preço da Dependência, Alberto Tamer, 1980). Contrariando esse pessimismo, no ano seguinte, em 1974, começaram as grandes descobertas na Bacia de Campos, permitindo que, quatro anos depois, a maior parte das reservas brasileiras já se encontrasse em campos de petróleo marítimos.

morado e Enchova, em 1974-1976. Nos anos e décadas seguintes, as descobertas que se seguiram levaram ao firme crescimento das reservas brasileiras, permitindo à PETROBRAS trabalhar objetivamente com a perspectiva da autossuficiência, uma meta que vinha sendo perseguida, com maior ou menor ênfase, desde a fundação da empresa.¹⁶ O Brasil pôde, a partir de então, diminuir gradativamente a dependência das importações.¹⁷ Finalmente, em 2006, a produção passou a cobrir as necessidades do consumo nacional de petróleo, alcançando-se a autossuficiência, decorridos 32 anos da primeira descoberta na Bacia de Campos e 87 anos do começo de explorações sistemáticas pelos órgãos federais, em 1919.¹⁸

V) Era do Pré-sal – explorações para o aumento das reservas de petróleo (2006...)

A quinta e última fase iniciou-se em 2006, com as descobertas, na Bacia de Santos, de reservas gigantes de petróleo na camada geológica do Pré-sal, como resultado de prospecções iniciadas em 2001 e da perfuração de poços pioneiros, a partir de 2005.¹⁹ As descobertas permitirão aumentar significativamente as reservas brasileiras e as exportações de petróleo, após a entrada em operação dos diversos sistemas de produção planejados para os campos do Pré-sal. Estima-se que, em 2020, a produção proveniente do Pré-sal representará cerca de 47% da produção total de petróleo da PETROBRAS no Brasil.

Dadas, portanto, as grandes dificuldades, ao longo do tempo, em se encontrar petróleo no Brasil em volumes capazes de resolver a questão das altas importações, as motivações de *encontrar jazidas para a diminuição da dependência das importações* e a busca da *autossuficiência* podem ser consideradas as principais forças motoras que impulsionaram os grandes esforços que o Brasil empreendeu

16. A busca da autossuficiência era uma meta perseguida desde o início das atividades da PETROBRAS, espelhando um ideário antigo do Brasil e funcionando como uma chamada de esforços na exploração, porém sem fundamento em descobertas de jazidas volumosas que permitissem almejar concretamente aquele objetivo, até as descobertas de 1974-1976. Além disso, os baixos preços do petróleo importado, da década de 1960 até 1973 (ano em que os preços mais que triplicaram com a primeira crise mundial do petróleo) tiveram o efeito de diminuir as pressões para a busca da autossuficiência, uma vez que permitiam à PETROBRAS a obtenção de altos lucros na comercialização interna de derivados de petróleo, produzidos em suas refinarias através do largo uso de petróleo importado (Saulniers, 1985).

17. As reservas de petróleo aumentaram em 50% de 1974 a 1977, isto é, de 955 milhões de barris para 1.431 milhões de barris, após registrarem, desde o final da década de 1960, vários anos de baixas taxas de crescimento ou de reduções em seu volume (Anexo 2, tabela 8).

18. Em 2006, as exportações brasileiras anuais de petróleo bruto superaram as importações pela primeira vez, razão pela qual 2006 é considerado o ano de alcance da autossuficiência; em 2007, as importações voltaram a superar as exportações, mas de 2008 a 2011 as exportações de petróleo foram superiores às importações (Anexo 2, tabelas 20 e 27). Mesmo com a obtenção da autossuficiência, são realizadas importações de petróleo bruto para atender às necessidades tecnológicas das refinarias, que utilizam petróleos de outras origens, a exemplo dos petróleos árabes leves, para a realização de combinações com os petróleos nacionais, mais pesados, nos processos de produção de combustíveis e demais derivados. O Brasil também realiza importações de derivados de petróleo, especialmente de diesel, gasolina, nafta, gás liquefeito de petróleo e coque, para complementar a produção das refinarias nacionais, cuja capacidade instalada não mais atende à demanda interna de combustíveis e de derivados não energéticos, que se encontra em acentuado crescimento, a partir de 2010 (Anexo 2, tabela 23).

19. As prospecções, que antecedem as perfurações em busca de petróleo, consistem em métodos geológicos e geofísicos e em aquisições de dados sísmicos e gravimétricos com o objetivo de indicar as situações geológicas em bacias sedimentares com maiores possibilidades de existência de acumulações de petróleo (Thomas, 2004).

à procura de fontes de petróleo em suas bacias sedimentares. Aquelas motivações ganharam novo reforço quando surgiu a necessidade de superar os desequilíbrios macroeconômicos provocados pelos altos preços pagos na importação de petróleo, após as duas crises mundiais do petróleo de 1973 e 1979. A busca da autossuficiência passou a constituir o objetivo central para a estatal brasileira de petróleo, e foi insistentemente buscada mesmo quando os preços internacionais do petróleo se reduziram bastante, durante quatorze anos, de 1986 a 1999, após o término da segunda crise do petróleo. Na fase atual, as explorações para o aumento das reservas objetivam garantir o abastecimento do mercado interno de petróleo pelas décadas à frente.

2. INVESTIMENTOS DE RISCO E A BUSCA DA AUTOSSUFICIÊNCIA EM PETRÓLEO

Na procura por petróleo sob o contexto das antigas e fortes “aspirações nacionais ao abastecimento interno de petróleo”, razões de ordem estratégica e política pesaram decisivamente para o Brasil intensificar os esforços de exploração no mar, nos primeiros anos da década de 1970 (Moura e Carneiro, 1976). Havia a “urgência de resultados para justificar o abandono das diretrizes anteriores” – isto é, as explorações em terra, parcialmente substituídas, em 1966, pela decisão de se explorar petróleo no mar. Além disso, a pressão do consumo de derivados de petróleo em alta exigia “uma descoberta que justificasse os novos investimentos e amenizasse a pressão da opinião pública” (Dias e Quaglino, 1993, p. 126-127).

A decisão de explorar petróleo no mar implicou assumir riscos econômicos maiores que os riscos da exploração em terra, em razão do aumento exigido de investimentos em plataformas de perfuração, embarcações de apoio, levantamentos geofísicos e na preparação de pessoal. Nesse aspecto, a atividade petrolífera se distingue da grande maioria dos demais setores econômicos, notadamente no caso da exploração no mar, em razão da presença de maiores riscos econômicos, ao exigir pesados investimentos em prospecções prévias de bacias sedimentares, além de perfurações dispendiosas que resultam, frequentemente, em poços secos ou não econômicos. Por mais que evoluam as tecnologias de avaliação das estruturas das rochas sedimentares (como as prospecções de geologia de subsuperfície, as prospecções gravimétricas e as aquisições de imagens sísmicas)²⁰, somente se saberá se um local possui jazidas de petróleo em volumes econômicos após a per-

20. A rocha sedimentar é resultante da acumulação de sedimentos oriundos da desagregação de rochas, areias, argilas e de restos de vegetais, microrganismos, algas e animais no fundo de lagos e mares. A interação de fatores como matérias orgânicas, sedimentos e condições termo-químicas apropriadas permitiu o início do processo de geração de petróleo no subsolo, há mais de 110 milhões de anos. O tipo de hidrocarboneto principal gerado na rocha sedimentar - gás natural ou petróleo - é determinado pela constituição da matéria orgânica original e pela intensidade do processo térmico sobre ela, oriundo do calor do interior da terra, além da energia solar, através da fotossíntese. Por suas características de porosidade e permeabilidade (conexões entre os poros que contêm petróleo), que permitem a vazão do petróleo e do gás natural contidos na rocha, as rochas sedimentares são as que apresentam os maiores depósitos de petróleo na Terra (*Fundamentos de Engenharia de Petróleo*, Thomas, 2004; Corrêa, 2003).

furação de um ou mais poços.²¹

Após as primeiras descobertas na Bacia de Campos, a urgência em iniciar a produção de petróleo levou o Brasil a tomar decisões de investimentos em condições de elevado risco, tanto econômicos quanto tecnológicos, em razão do desconhecimento sobre o desempenho dos equipamentos que seriam instalados nos primeiros campos de petróleo (como plataformas, árvores de natal, manifolds e dutos). Os investimentos realizados e os riscos assumidos na produção da Bacia de Campos foram dos maiores entre os que então se verificavam em várias regiões marítimas no mundo, em razão do grande número de novos campos de petróleo implantados em pouco espaço de tempo, que avançavam para águas profundas.²² A rapidez com que a Bacia de Campos foi explorada e os campos colocados em produção, durante os piores anos das duas crises mundiais do petróleo, é refletida pelos dados seguintes: de 1974 a 1983 foram perfurados 345 poços exploratórios e descobertos 22 campos de petróleo; foram colocados em produção, de 1977 a 1985, com todos os investimentos necessários, quinze campos de petróleo em águas marítimas com profundidade entre 90 e 383 metros (tais como os Campos de Enchova, Enchova Leste, Garoupa/Namorado, Bonito, Pampo, Pampo/Linguado, Corvina, Piraúna/Marimbá e outros). A produção diária de petróleo se elevou de 160.800 barris, em 1977, para 546.300 barris, em 1985. Para atender aos gastos com a construção de plataformas e equipamentos na Bacia de Campos, os investimentos em Exploração e Produção (E&P) da PETROBRAS se elevaram do valor real médio anual de US\$ 877 milhões, em 1970-1974, para US\$ 2,5 bilhões, em 1975-1979, e para US\$ 5,4 bilhões, em 1980-1984.²³ Refletindo a prioridade nos investimentos em E&P, os gastos nessas atividades, que representavam 45% do valor total dos investimentos da Companhia, em 1975-1979, passaram a representar 84% no decênio 1980-1989. Em 1980, a empresa estava finalizando os investimentos no parque de refinarias, com a construção da última refinaria (Refinaria Henrique Lage - REVAP), que lhe permitiu mudar a prioridade para E&P (PETROBRAS, 1983, p. 6).

A partir de 1986, após terem sido solucionadas as questões técnicas en-

21. No caso da exploração no mar, após a realização de prospecções para a indicação de estruturas geológicas com potencial para a existência de petróleo (os prospectos), os gastos com perfurações envolvem o aluguel de plataforma de perfuração, que pode alcançar até US\$ 600 mil por dia de trabalho ou valor maior. Dado esse valor, o custo médio da perfuração de um poço exploratório *offshore* na Bacia de Campos é de cerca de US\$ 20 milhões, mas pode alcançar entre US\$ 30 milhões a US\$ 60 milhões, em cerca de 50 a 100 dias de operações, respectivamente, antes dos trabalhos de "completação", ou seja, a fase de equipar o poço para começar a produzir, se comprovada a existência de jazida com volumes comerciais. No caso da perfuração do primeiro poço no Pré-sal, na área de Parati, em 2005-2006, o custo total alcançou US\$ 240 milhões, representando o poço de petróleo mais caro do mundo, à época. Em 2009, os poços perfurados no Pré-sal custavam cerca de US\$ 80 milhões (Capítulo 7).

22. Análises e descrições do desenvolvimento de diversos campos de petróleo no mar, no Brasil e no mundo, de 1975 a 1982, encontram-se na publicação *Anais do Encontro Internacional sobre Sistemas de Produção Antecipada*, PETROBRAS (1983).

23. Valores em dólares a preços de 2011 (CPI-USA) (Anexo 2, tabela 26).

volvidas na produção dos campos de petróleo localizados em águas rasas (até 300 metros de lâmina d'água), uma nova etapa tecnológica foi iniciada com as descobertas de jazidas em águas profundas, como foram os casos dos campos de Albacora (1984) e Marlim (1985). Iniciar a produção de petróleo em águas profundas trouxe novos riscos tecnológicos uma vez que os equipamentos disponíveis no mundo para a produção de petróleo no mar, no limiar da segunda metade da década de 1980, eram apropriados para profundidades próximas de 400 metros. Assim, o empreendimento em águas de 400 a 1.000 metros de lâmina d'água iria resultar em um salto tecnológico na produção de petróleo, não obstante as dúvidas iniciais a respeito da viabilidade de se produzir petróleo àquelas profundidades²⁴.

Para viabilizar a produção nos novos campos, a PETROBRAS formulou, em 1986, o Programa de Capacitação Tecnológica em Águas Profundas (PRO-CAP), composto de um conjunto de projetos de equipamentos e sistemas a serem desenvolvidos para aplicação no desenvolvimento de campos de petróleo situados em águas com profundidade de até 1.000 metros. O PROCAP foi relançado em duas edições seguintes, em 1992 e em 2000, para viabilizar a produção de petróleo em águas com até 2.000 metros e até 3.000 metros de profundidade, respectivamente.

Se, por um lado, investimentos de alto risco representam maior grau de incertezas, por outro estão associados à probabilidade de mais elevados retornos; com a decisão de arriscar investimentos nas novas fronteiras no mar, o Brasil obteve crescimento contínuo das suas reservas, que passaram de 1,1 bilhão de barris de petróleo equivalentes, em 1976, ano que precedeu o início da produção na Bacia de Campos, para 5,6 bilhões, em 1990, e 15,7 bilhões, em 2012, representando crescimento acumulado de 180%, de 1990 a 2012. As importações de petróleo bruto diminuíram da média anual de 804.000 barris/dia, entre 1974 e 1984, para 466.000 barris/dia, entre 1995 e 2004, e para 332.000 barris/dia, em 2011.

24. O depoimento de Louise Pereira Ribeiro, primeira mulher engenheira da PETROBRAS a trabalhar embarcada em unidade marítima na Bacia de Campos, no início da década de 1980, mostra as dificuldades tecnológicas para se produzir petróleo em águas profundas: "A nossa característica é ter esses campos no mar e em lâminas d'água que estão crescentes. Até os 300 metros, a gente usou ou fomos aprendendo com o mundo o que eles estavam usando. A partir daí, como para eles também era novidade, nós aprendemos muito nos testes, porque não era uma tecnologia comprovada, estabelecida, que você vai usar e vai dar certinho. Eles também tinham muita dúvida, especialmente, nessa época que eu estou falando, quando começaram os sistemas que não podiam usar mais mergulhadores [mais de 300 metros de lâmina d'água], e que as conexões tinham que ser remotas. Isso foi uma novidade para todo mundo. Então, nós iam ao fornecedor e comprávamos, e aquilo às vezes não funcionava. Você tinha que ter criatividade, e é onde entra o nosso desenvolvimento. É na hora do problema que você é mais criativo, na hora do problema que você mais desenvolve. É com os problemas que a gente aprende, porque aquilo também não estava amadurecido suficientemente. Então você trazia alguma coisa pensando que ia conseguir conectar e não conectava. E aí, o que você faz? Nós tivemos que vencer esses problemas com o propulsor de campos em lâminas d'água maiores do que os do mundo. Você passa a criar a sua própria cultura, os seus próprios projetos, o seu próprio programa, as suas próprias estratégias e a desenvolver tecnologia para atender aquele desafio" (Museu da Pessoa, 2005).

Na presente fase da história do petróleo no Brasil – marcada pelas descobertas de campos gigantes no Pré-sal – os riscos tecnológicos estão mais associados aos desenvolvimentos de equipamentos e sistemas para a fase de desenvolvimento da produção do que à exploração, uma vez que as perfurações alcançaram mais de 80% de sucesso nos poços perfurados pela PETROBRAS, até 2012, nas Bacias de Campos e Santos²⁵ (não obstante, a decisão de se perfurar os primeiros poços à procura de petróleo na camada do Pré-sal, em 2005-2007, tenha sido tomada sob elevados riscos econômicos e tecnológicos, como se analisa no Capítulo 7). Como exemplos das complexidades tecnológicas na produção de petróleo e gás no Pré-sal, os testes e o início da produção nessa área geológica mostraram que as jazidas apresentam alta presença de gás carbônico (CO₂) e de gás sulfídrico (H₂S), com potenciais efeitos de corrosão no aço utilizado nos equipamentos submarinos e nos dutos flexíveis que conduzem os hidrocarbonetos até as plataformas. Há que se superar, ainda, a alta pressão hidrostática das águas profundas sobre os equipamentos e dutos no fundo do mar, além das baixas temperaturas, que tendem a provocar depósitos de material orgânico nos dutos, impedindo a passagem dos fluxos de hidrocarbonetos.²⁶ Dados esses e outros condicionantes, a produção no Pré-sal significa o enfrentamento de novos desafios tecnológicos, que têm levado a grandes esforços em P&D, em cooperação com universidades, centros de pesquisas e empresas fabricantes de equipamentos para o desenvolvimento de novas tecnologias, capazes de superar as restrições impostas pelas condições geológicas, pelo ambiente marinho, pelas grandes distâncias no mar e por outras complexidades na produção de petróleo no Pré-sal.

Diante da importância que os avanços nas experimentações de novos equipamentos assumiram na expansão da produção de petróleo no mar, este estudo concentrou-se nas seguintes análises: 1) as inovações levadas a efeito em plataformas, equipamentos e sistemas de produção de petróleo na implantação dos campos de petróleo na Bacia de Campos; os desafios tecnológicos e os desenvolvimentos iniciais na produção de petróleo no Pré-sal; 2) os programas especiais de capacitação de recursos humanos e os métodos de gestão tecnológica adotados no processo de expansão da exploração de petróleo pela PETROBRAS, em 58 anos de evolução tecnológica (1955-2012). As duas últimas ações viabilizaram os recursos técnicos, financeiros, humanos e de gestão que permitiram levar adiante as inovações requeridas para o desenvolvimento de campos de petróleo em águas profundas e ultraprofundas.

25. Contudo, as atividades em novas áreas exploratórias nos últimos anos redundaram em menores taxas de sucesso nas perfurações, em decorrência de poços secos, subcomerciais ou com a perfuração abandonada. Os gastos com 41 poços naquelas condições, em 2009-2012, encontram-se em PETROBRAS *at a Glance* (Sept. 2012, PPT).

26. Para o conceito de hidrocarboneto ver o estudo sobre refino de petróleo, no Anexo 1.

PARTE I

Fundação da Indústria do Petróleo

CAPÍTULO 1

OS PRIMÓRDIOS DO PETRÓLEO NO BRASIL: DAS PRIMEIRAS EXPLORAÇÕES À CRIAÇÃO DA PETROBRAS

O petróleo é conhecido desde a Antiguidade, encontrado em poços com pouca profundidade ou em exsudações na superfície terrestre. Era utilizado com fins medicinais, como lubrificante de equipamentos e armas e na calefação de embarcações; na forma de betume era usado no assentamento de tijolos, em vedações de muros e na pavimentação de estradas; nas guerras, era utilizado em batalhas navais como material inflamável, e no cerco de cidades e fortificações. O nome petróleo foi adotado na Roma Antiga e na Grécia com o significado de óleo de pedra ou óleo de rocha (Smil, 2008, cap. 2; Yergin, 2010; Moura e Carneiro, 1976, p. 47).

O uso do petróleo nos fins citados foi comum no Oriente Médio, mas sua utilização naquelas variadas formas nunca se estendeu por completo ao Ocidente. O local em que sua utilização foi mais comum, de acordo com relatos da época medieval, foi na região de Baku, situada na península de Aspheron, às margens do Mar Cáspio, no atual Azerbaijão. No final do século XVIII, o petróleo era extraído de poços rasos naquela região, para a produção de querosene para iluminação, obtido em destilarias primitivas. Smill (2008) relata que o primeiro poço exploratório no mundo foi aberto na cidade de Balakhani, em Baku, em 1846, com a profundidade de 21 metros, onde também foi implantada a primeira destilaria de petróleo, em 1847. Na primeira metade do século XIX, na Europa Ocidental, o petróleo renasceu como uma pequena indústria para a fabricação de querosene para iluminação, usado em lâmpadas rudimentares. Na década de 1850, a procura por fontes mais volumosas de petróleo se acentuou, diante da necessidade de se aumentar a produção de querosene, combustível cujas condições de uso e preço eram mais favoráveis que os demais combustíveis então utilizados na iluminação: o óleo destilado do carvão era muito poluente, o óleo de baleia encontrava-se com os preços em forte alta em decorrência da diminuição da população de cetáceos nos mares, e o gás destilado do carvão era caro. Além disso, a revolução industrial em andamento necessitava de melhores lubrificantes para uso nos maquinários nas fábricas, em substituição às gorduras animais e aos lubrificantes derivados do carvão então utilizados.

Para o pleno desenvolvimento da indústria de querosene, capaz de produzir o combustível a preços mais baixos, havia necessidade de se encontrar jazidas de petróleo com produção contínua, para permitir a obtenção em larga escala daquele derivado; ou seja, em termos práticos, havia necessidade de se utilizar uma

técnica de perfuração de poços que permitisse alcançar jazidas mais profundas e volumosas, em substituição às coletas primitivas realizadas em exsudações na superfície (Yergin, 2010; Rigmuseum.com).

1.1. Princípio e evolução da indústria do petróleo no mundo

Diante do crescente interesse pelo querosene como fonte de iluminação, a procura por fontes de petróleo se intensificou nos Estados Unidos, na década de 1850. Em 1854, um grupo de investidores de Nova Iorque interessado em produzir querosene contratou um cientista de renome, Benjamin Silliman, da Universidade de Yale, para conduzir um estudo sobre o potencial do petróleo para a produção de derivados. No seu relatório, Silliman demonstrou que o petróleo originava, ao ser aquecido a níveis cada vez mais elevados de temperatura, diversos produtos valiosos, compostos de carbono e hidrogênio, entre os quais o querosene para iluminação. De posse do relatório, o grupo de investidores levantou capital financeiro, por meio da empresa Pennsylvania Rock Oil Company, com o propósito de empreender a exploração de petróleo. O local escolhido para o início da exploração foi Oil Creek, no vilarejo de Titusville, no estado da Pensilvânia, onde já se coletava petróleo proveniente de exsudações na superfície, usado principalmente para a elaboração de produtos farmacêuticos. Naquela localidade, o explorador Edwin Drake, enviado pelos investidores de Nova Iorque, perfurou um poço no local onde ocorria uma grande exsudação de petróleo, por meio da técnica de perfuração utilizada por exploradores de sal. O poço pioneiro encontrou uma jazida de petróleo, à profundidade de 21 metros, que chegou a produzir 25 m³ de petróleo por dia, com o uso de uma bomba manual para elevar o petróleo da jazida até a superfície.

Diversas acumulações de petróleo foram descobertas em seguida, de tal forma que, depois de quinze meses, havia em torno de 70 poços em produção naquele estado estadunidense. A partir de 1860, começou a produção de querosene em grande escala, com a construção de diversas pequenas destilarias na região das descobertas, conhecida, a partir de então, pela designação de *Oil Regions*. Como resultado da corrida para a descoberta de fontes de petróleo, a produção no estado da Pensilvânia alcançou cerca de 450.000 barris, em 1860, e 3 milhões de barris, em 1862 (Yergin, 2010, p. 19-36; Smill, 2008). É interessante observar que um ano antes da descoberta na Pensilvânia, um poço pioneiro foi perfurado no Canadá, em 1858, nas cercanias do vilarejo Black Creek, na região de Ontário, resultando na descoberta de uma acumulação de petróleo, que passou a ser utilizado para a obtenção de querosene e graxa por meio de aquecimento em caldeirões; o local das descobertas passou a ser denominado *Oil Springs*. Também no Canadá foi descoberta, em 1862, a primeira jazida de petróleo jorrante do mundo (ou poço surgente, isto é, sem a necessidade do uso de bombas ou de qualquer outro

método para estimular a vazão do petróleo, do poço até a superfície), à profundidade de 60 metros (Smill, 2008), porém foi na Pensilvânia que a indústria do petróleo tomou impulso.

O grande aumento da produção de petróleo nos Estados Unidos permitiu a geração de excedentes de querosene, que começaram a ser exportados para a Europa, em 1861, em substituição às velas de sebo utilizadas pela população e a outras formas menos eficientes ou mais caras de iluminação, dando início à indústria do petróleo em escala mundial. Em 1863, começou a construção dos primeiros oleodutos, construídos com madeira, para o transporte da produção de *Oil Regions* para uma ferrovia próxima e dali para os mercados consumidores norte-americanos e mundiais.

Após a descoberta pioneira, em 1859, o principal acontecimento na indústria do petróleo, no século XIX, deu-se em janeiro de 1870, quando cinco empresários, liderados por John D. Rockefeller, fundaram a empresa Standard Oil Company, em Cleveland, estado de Ohio. A companhia desenvolveu-se com base no conceito de que era necessário estabelecer a padronização dos derivados do petróleo para possibilitar a ampliação do consumo e melhorias na qualidade. O querosene passou a receber diversos aprimoramentos, entre os quais o tratamento com ácido sulfúrico durante a refinação, permitindo a obtenção de querosene com menores teores de fumaça na queima nos lampiões.²⁷ Na década de 1880, o querosene tornou-se o principal produto industrial exportado pelos Estados Unidos. Em 1882, quatorze empresas do grupo Standard foram reunidas na Standard Oil Trust, o primeiro grande truste criado nos Estados Unidos; a reunião das empresas sob a forma de truste foi uma saída legal para enfrentar as diversas ações judiciais contra as atividades monopolistas do grupo; a formação do grupo reuniu, numa única organização líder, as empresas diretamente controladas e outras dezenas de empresas associadas à Standard Oil, que passaram a agir de forma coordenada (Yergin, 2010, p. 48).

A corrida desencadeada pelo início da indústria do petróleo na Pensilvânia aumentou as atividades de exploração, que resultaram em grandes descobertas, em diversos estados do Estados Unidos, como em Ohio e Indiana, em meados de 1880. No início da década seguinte ocorreu a primeira grande descoberta na Califórnia, onde foi consolidada a profissão de geólogo de petróleo, ao serem contratados profissionais com essa especialização por companhias californianas para a prospecção de petróleo, além de engenheiros para conduzir as perfurações e a produção. No Texas, as primeiras descobertas ocorreram em 1893 e dois anos depois foi utilizada, no Campo de Corsicana, a perfuração rotativa, um novo

27. Giraud, A. e Boy, De La Tour (1987), *Géopolitique Du Pétrole et du Gaz*, citado em "Economia da Indústria do Petróleo", Capítulo 2 de "Economia da Energia" (Queiroz Pinto, 2007).

método já utilizado pelos perfuradores de poços de água, que iria revolucionar os trabalhos de busca de petróleo no subsolo (Yergin, 2010, p. 91; Smil, 2008).

A procura por novas jazidas de petróleo avançou pelo final do século XIX, nos Estados Unidos, na Ásia e no Leste Europeu, impulsionada pela possibilidade de se obter, além de querosene, novos produtos necessários à indústria, tais como óleo combustível, graxas, óleos lubrificantes, vaselina, parafina e gasolina (que era usada, antes da invenção do motor de combustão interna, na década de 1880, como solvente e na produção de gás iluminante) (Yergin, 2010).

Fora dos Estados Unidos, uma segunda produção importante aconteceu na antiga região de Baku, na Rússia, onde foi redescoberto petróleo em grandes quantidades, em 1871-1872. As descobertas de jazidas ocorreram após o governo do Czar ter desistido do monopólio que mantinha sobre a primitiva coleta manual de petróleo, em pequenos poços; a abertura das explorações resultou numa corrida de empreendedores à procura de petróleo, com o objetivo de obter produtos derivados para substituir os que vinham sendo importados da Pensilvânia. Após as primeiras descobertas, diversas pequenas refinarias foram instaladas, resultando, na década de 1880, na existência de cerca de duas centenas de destilarias produtoras de querosene e lubrificantes naquela região. A grande distância de Baku em relação às cidades onde era comercializada a produção e realizadas exportações levou ao desenvolvimento de nova modalidade de transporte: em 1878, no mar Cáspio, um navio (*Zoroaster*) foi equipado com tanques, em substituição aos barris de carvalho embarcados; outro avanço em direção ao transporte marítimo com maior capacidade deu-se em 1884, quando foi lançado na Inglaterra o primeiro navio-tanque para transporte de petróleo (*Glückauf*, de 300 ton.); a inovação foi levada para o transporte de petróleo e querosene no oceano Atlântico, em direção aos mercados asiáticos, deflagrando uma revolução na movimentação internacional de petróleo (Yergin, 2010, p. 64 e 74; Smil, 2008).

No Oriente Médio, exploradores ingleses começaram a perfurar poços na Pérsia (Irã), em 1901, em regiões distantes no interior do país, sem estradas para o transporte dos equipamentos de perfuração e em meio à presença de tribos xiitas que hostilizavam os estrangeiros ocidentais. A primeira jazida importante somente foi encontrada em 1908, em *Masjid-i-Suleiman*, graças ao apoio do governo inglês aos exploradores, interessado em contrapor-se à influência do Império Russo no país e em encontrar fontes de combustíveis para a esquadra de navios inglesa, que estava começando a substituir o carvão por derivados do petróleo como fonte de energia para a propulsão das hélices. Para administrar a exploração e a produção do petróleo persa foi fundada a companhia por ações *Anglo-Persian Oil Company*, em 1909 (depois *British Petroleum*), apoiada pela participação acionária da empresa *Burmah Oil* na *Anglo-Persian*, que já financiara parte dos gastos com as explorações pioneiras na Pérsia.

Outras explorações importantes ocorreram no Iraque, em 1925, após a assinatura de uma concessão entre o governo do país e empresários ingleses, seguida da presença de uma missão de geólogos das empresas Anglo-Persian e Royal-Dutch, além de empresários norte-americanos. Após a definição dos locais da exploração, começaram as perfurações, que encontraram petróleo em abundância no campo supergigante de Kirkur, na localidade de Baba Gurgur, em 1927, região anteriormente pertencente ao povo curdo. Um acordo entre os países envolvidos na exploração foi efetivado em 1928, permitindo dividir a produção entre empresas inglesas, francesas e norte-americanas (Yergin, 2010, p. 206-230).

No Kuwait, foram iniciadas explorações em 1935, que levaram à descoberta, em 1938, do campo supergigante de Burgan, o segundo maior do mundo. Na Arábia Saudita, as primeiras descobertas ocorreram também em 1938 (Campo Damman 7), pela empresa norte-americana Standard Oil of Califórnia (Socal), que obtivera os direitos de exploração com o rei saudita, em 1933. Em seguida, a Socal se associou à Texaco para comercializar o petróleo do Oriente Médio, por meio da empresa Arabian America Oil Company (Aramco); as duas empresas construíram um oleoduto e um terminal marítimo no porto saudita de Ras Tanura para a exportação do petróleo saudita. Em 1948, foi descoberto no país o maior campo de petróleo até hoje descoberto no mundo, o Campo de Ghawar, responsável, ainda hoje, após 60 anos em produção, pela maior parte do petróleo extraído na Arábia Saudita.

Na América Latina foi encontrado petróleo no México, em 1901, mas as primeiras jazidas importantes no país foram descobertas em 1910, pelo empresário inglês Weetman Pearson, proprietário da petroleira Mexican Eagle, que se tornou uma das maiores do mundo; em seguida ocorreu uma profusão de descobertas de novas reservas, que levaram o México a se tornar, em 1921, o segundo produtor mundial de petróleo, após os Estados Unidos.

Os Estados Unidos lideraram a produção e o processo de aprendizagem tecnológica sobre o produto, graças aos grandes mercados interno e mundial abertos com a indústria do petróleo, originando muitos dos fundamentos científicos necessários ao aumento das explorações e ao aperfeiçoamento dos produtos derivados (Freeman e Soete, 1997). Como exemplo, em 1879 entrou em operação um oleoduto para transportar petróleo a grandes distâncias (176 km), resultando na diminuição nos custos de transporte; o oleoduto foi construído pelos produtores concorrentes da Standard Oil para transportar o petróleo extraído nas *Oil Regions* até uma ferrovia na Pensilvânia. A pesquisa científica começou a ser adotada na Standard Oil, na década de 1870, com o propósito de melhorar a qualidade do querosene e aumentar a segurança no seu uso e transporte. Entre os avanços proporcionados pelas pesquisas encontra-se a descoberta, por um químico alemão da empresa, em 1889, de um processo para diminuir o enxofre da refinação do

petróleo proveniente do estado de Ohio, permitindo a diminuição do odor sulfúrico e o aproveitamento do petróleo do estado como insumo aceitável para a produção de querosene.

A Standard Oil dominou amplamente o mercado mundial de petróleo até as primeiras décadas do século XX, com base em estratégias de aquisição de concorrentes, redução de custos de produção e de transporte, altas escalas de produção, abertura constante de novos mercados e a inclusão de novos consumidores mundiais, reforçadas por investimentos em tecnologia e na qualidade dos derivados que produzia. Contudo, o uso crescente de práticas anticoncorrenciais levantou forte oposição política e da imprensa contra a companhia. Seu crescente poder sobre o comércio e o transporte de petróleo e derivados, os expedientes para a eliminação de competidores e a prática de suborno para a aprovação de leis favoráveis levaram o presidente Theodore Roosevelt a iniciar uma ação antitruste para obter a sua dissolução. Após um longo processo judicial, a Suprema Corte determinou, em 1911, com base no Ato Antitruste Sherman, de 1890, o desmembramento da Standard Oil em dezenas de companhias, com o propósito de diminuir sua força; a maior firma que surgiu da divisão foi a holding Standard Oil of New Jersey (a futura Esso e, depois, Exxon). Quando de sua dissolução, em 1911, a Standard Oil refinava mais de três quartos de todo o petróleo dos Estados Unidos (Yergin, 2010, p. 122; Nelson, 1958).

Por outro lado, em termos sociais, a produção de querosene a preços reduzidos e com iluminação de melhor qualidade estava mudando o modo de vida e os hábitos das pessoas nas cidades e nas zonas rurais dos Estados Unidos, ao permitir a extensão da jornada de trabalho para o período noturno e a dedicação de maior tempo a atividades noturnas, como leituras, jogos e trabalhos intelectuais.

Na área tecnológica, as técnicas de exploração do petróleo continuaram a ser aperfeiçoadas nas primeiras décadas do século XX, acompanhando o aumento do consumo de derivados. As formas aleatórias usadas na procura de locais para a perfuração de poços, realizadas às margens de rios e em aflorações na superfície, foram sendo substituídas por métodos científicos, como a adoção da teoria dos anticlinais²⁸ e o mapeamento geológico de superfície. Após 1920, a procura por petróleo passou a contar com a ajuda de uma nova ciência, a geofísica, e com nova invenção, aprimorada durante a Primeira Guerra Mundial, o sismógrafo de refração, uma forma de “ver o subsolo”. O sismógrafo foi utilizado em explorações de petróleo na Europa Oriental, e logo depois nos Estados Unidos, em 1923-1924, fornecendo

28. A teoria dos anticlinais constituiu-se, no século XIX, em uma das técnicas geológicas utilizadas na identificação preliminar de áreas com potencial petrolífero: após a descoberta de petróleo na Pensilvânia, em 1859, Henry Rodgers, da Universidade de Glasgow, mostrou que a ocorrência de jazidas estava associada a dobras geológicas do tipo anticlinal; a partir daí verificou-se que “todos os grandes reservatórios de petróleo situavam-se em dobras do tipo anticlinal” (Thomas, 2004).

dados para a análise de estruturas geológicas subterrâneas favoráveis à existência de jazidas de petróleo. O sismógrafo de refração foi superado, na década de 1930, pela sísmica de reflexão, que vem sendo adotada até hoje, com aprimoramentos contínuos, com o objetivo de se obter mapeamentos das estruturas das rochas de subsuperfície (Yergin, 2010, p. 244; Noia, 2006; Moura e Carneiro, 1976).

Nos trabalhos de perfuração para atingir maiores profundidades foi adotada a técnica de perfuração rotativa (*rotary drilling*), nas sondagens de petróleo no Texas, na década de 1890. A técnica foi adotada na perfuração do grande poço de Spindletop, descoberto na cidade de Beaumont, no Texas em 1901, a primeira grande jazida de petróleo em poço jorrante, ou poço surgente, que chegou a produzir 75.000 barris de petróleo por dia. No mesmo ano começaram as grandes descobertas em Oklahoma, que tornaram o estado um dos principais produtores dos Estados Unidos, ao lado do Texas e da Califórnia. O uso da perfuração rotativa elevou a profundidade dos poços, até então de 300 metros (1895), para 1.800 metros, em 1918, e 3.000 metros, em 1930 (Yergin, 2010 p. 86-106; Smil, 2008; Thomas, 2004).

Foi utilizada, em 1919, a primeira broca de diamante em perfurações de poços (Noia, 2006). Em 1922, foram desenvolvidos dois equipamentos fundamentais para a extração de petróleo: a “árvore de natal”, ou árvore de válvulas, usada para controlar os fluxos de petróleo e gás natural extraídos dos poços, e o *blowout preventer*, equipamento para evitar erupções descontroladas de petróleo e gás natural durante as perfurações e a completação de poços - isto é, equipar o poço para começar a extração de petróleo (Smil, 2008; Asme.org).

Em continuação aos avanços técnicos na refinação de petróleo para a produção de derivados, uma equipe de pesquisadores da Standard Oil desenvolveu, por meio de pesquisas realizadas entre 1909-1912, o processo de craqueamento térmico do petróleo. O novo método ocasionou importante mudança na indústria de derivados, ao permitir dobrar a quantidade de gasolina gerada por barril, levando o combustível a ocupar a condição de principal produto derivado do petróleo; no início da década de 1910, a produção de gasolina superou a produção de querosene, fato que incentivou a procura por novas jazidas de petróleo, ao lado do aumento da produção de óleo diesel para uso em navios, trens e máquinas em geral.²⁹ Ao final da Primeira Guerra Mundial o petróleo havia se convertido em combustível vital para a economia e a própria sobrevivência das nações, utilizado no transporte de pessoas e cargas e na movimentação de armas de guerra; a posse de jazidas passou a ser associada ao conceito de soberania e de independência dos países. Esse reconhecimento e a necessidade de se dispor de petróleo fizeram com

29. O primeiro motor de combustão interna com o uso de gasolina foi inventado em 1885, por Daimler e Maybach, na Alemanha; foi também nesse ano que Karl Benz construiu o primeiro veículo movido por motor a gasolina. Em seguida, foi patenteado o motor a diesel, por Rudolf Diesel em 1892-1893, que utiliza o óleo diesel na combustão do motor, um combustível mais barato e menos inflamável que a gasolina (Smil, 2008).

que se acelerassem os esforços de prospecção por parte dos países que estiveram no epicentro dos conflitos da guerra, como a Inglaterra, França, Alemanha, Itália e Holanda. Seis anos após o término da guerra, em 1925, os maiores produtores eram os Estados Unidos, que detinham cerca 70% da produção mundial, México, Rússia, Pérsia (Irã), Índias Orientais Holandesas (atual Indonésia), Venezuela e Romênia (Anexo 2, tabela 1). Também já se produzia petróleo na Argentina, descoberto na Patagônia, em 1907, no Equador, em 1917, e no Peru e Colômbia (Yergin, 2010, p. 262 e 959; Wirth, 1985, p. 21).

1.2. Brasil: explorações pioneiras por particulares

O ano de 1864 registra a primeira referência oficial à procura de petróleo no Brasil: naquele ano, o Governo Imperial concedeu permissão ao empreendedor Thomas Sargent para pesquisar petróleo, turfa e outros minerais nas localidades de Camamu e Ilhéus, na Província da Bahia, com o objetivo de fabricação de óleo para iluminação (Dias e Quaglino, 1993; Moura e Carneiro, 1976, p. 50). Há registros de concessões anteriores, na mesma Província, no ano de 1858, que objetivavam a extração de xisto betuminoso e *illuminating vegetable turf*, destinados à fabricação de óleo para iluminação, mas os registros não fazem referência ao petróleo.³⁰ A concessão de 1864 e as demais que se seguiriam eram resultado da corrida mundial, que então se iniciava, à procura de materiais combustíveis para a produção de óleos e gás para iluminação.

Nas décadas seguintes diversas permissões de lavra foram outorgadas, principalmente nas Províncias da Bahia, Maranhão e São Paulo e na Bacia Amazônica, com o mesmo objetivo, ou seja, a procura de fontes minerais para a fabricação de combustíveis, destinados a substituir os óleos para iluminação derivados do carvão e/ou de origem animal, dos quais o principal era o óleo de baleia. No estado de São Paulo, uma das concessões mais importantes ocorreu em 1881, no Vale do Paraíba, cujo objetivo era a exploração de jazidas de materiais betuminosos para a obtenção de gás para iluminação; como resultado, a cidade de Taubaté começou a ser iluminada por gás de xisto, em setembro de 1882, fabricado em uma usina local com os minerais encontrados na região, e após tratamento em retortas. A usina foi, mais tarde, aumentada para produzir essências, querosene, graxas e parafinas, para os mercados do Rio de Janeiro e São Paulo (Moura e Carneiro, 1976, p. 77-78).

Segundo Dias e Quaglino (1993), as concessões no século XIX não podem ser chamadas, propriamente, de explorações de petróleo, pois eram realizadas sem

30. As primeiras concessões do governo Imperial para a exploração de matérias-primas combustíveis datam de 2/10/1858, por meio dos Decretos nº 2.266 e 2.267, assinados pelo Marquês de Olinda, porém não citam o petróleo como mineral a ser explorado (Moura e Carneiro, 1976). Uma síntese da evolução histórica dos diversos regimes de exploração de petróleo adotados no Brasil, do período colonial até o presente, pode ser encontrada em Lima (2008).

estudos geológicos e estavam voltadas para a descoberta de outros combustíveis minerais junto com o petróleo. Nenhuma sondagem exclusiva para procurar petróleo foi realizada até o fim do Império; o período foi caracterizado pela baixa aplicação de recursos financeiros, por parte dos empresários, em equipamentos apropriados para a realização de explorações mais eficazes.

A partir de 1891, as atividades de mineração passaram a ser realizadas sob as normas instituídas pela Constituição da República, que determinara uma mudança radical na legislação de exploração de jazidas minerais: o proprietário do solo passou a deter também a posse do subsolo, com o que se alterava o regime anterior do período do Império, em que as minas do subsolo eram consideradas propriedade nacional. O novo ordenamento de minas baseou-se na legislação norte-americana, mas no Brasil não ocorreu a mesma corrida às explorações do subsolo que se verificou nos Estados Unidos, por parte de empresários. Além do desconhecimento de novas técnicas de exploração, os proprietários do solo passaram a impedir a exploração de jazidas minerais em suas terras, pelo temor de conflitos com o explorador. Nesse período, há um único registro com a aplicação de técnicas de perfuração mais profunda: uma exploração voltada exclusivamente à busca de petróleo foi realizada, em 1897, na cidade de Bofete (SP), por iniciativa do empresário Eugênio Camargo, precedida de estudos geológicos realizados por especialista belga e por técnico em sondagem contratado nos EUA pelo empresário. A sonda perfurou um poço de 488 metros, que foi logo depois abandonado, pois produziu poucos barris de petróleo (Moura e Carneiro, 1976, p. 80-82).

Sob a Constituição Federal de 1891, os estados foram incumbidos de grande parte da responsabilidade na concessão de licenças de exploração e da realização de pesquisas geológicas. Com a perda de interesse pela atividade mineradora, em razão do alto potencial de conflitos entre o interessado em realizar minerações e o proprietário da terra, os pedidos de concessão reduziram-se. Moura e Carneiro (1976, p. 75-94) exemplificam com o caso do estado de São Paulo, em que nenhuma concessão foi solicitada entre 1891 e 1908. No início do século XX registram-se os primeiros estudos geológicos, realizados por missões brasileiras na Amazônia e no Recôncavo Baiano, compostas por profissionais formados na Escola de Minas de Ouro Preto. O Norte do País passou a ser observado por geógrafos franceses, que passaram a percorrer a Amazônia na crença da existência de petróleo na Região.

O baixo interesse em explorar petróleo no Brasil, no início do século XX, é também explicado pelo baixo peso das importações de combustíveis na balança comercial, que não despertava preocupações com os dispêndios do País em dólares: em 1901, o querosene representava tão somente 2,1% do valor total das importações. O consumo diário de combustíveis (querosene, gasolina e óleos),

em 1903, era de apenas cerca de 1.100 barris (Moura e Carneiro, 1976, p. 90). A indústria de querosene para iluminação, o principal derivado do petróleo à época, já completara 40 anos de existência nos Estados Unidos, produzia em alta escala e promovia avanços tecnológicos para a melhoria da qualidade do produto.

Em 1904, o governo do presidente Rodrigues Alves determinou a realização de estudos para avaliar as reais possibilidades de existência de petróleo no País, por meio de Missão White, organizada para pesquisar o potencial carbonífero do Sul do País. Em seu relatório final sobre o carvão, em 1908, a Missão acrescentou conclusões sobre o petróleo, após perfurar um poço em Irati, no estado do Paraná, mostrando a impossibilidade de ocorrência de petróleo naquela região devido à presença de rochas eruptivas em meio às rochas sedimentares.

O período caracterizado por explorações realizadas por particulares se estendeu até o final da Primeira Guerra Mundial, quando o governo federal decidiu entrar na atividade exploratória.³¹

1.3. O Estado brasileiro nas atividades de exploração

Ao verificar os riscos que o País corria ao depender integralmente de combustíveis importados, o governo brasileiro decidiu, ao final da Primeira Guerra Mundial, participar diretamente das atividades de exploração. A entrada do Estado no setor petrolífero se deu por meio do Serviço Geológico e Mineralógico do Brasil (SGMB), órgão do Ministério da Agricultura, Indústria e Comércio, que realizou perfurações iniciais no Paraná, Alagoas e Bahia. O órgão atuou de 1919 a 1933, porém o número de perfurações que realizou manteve-se muito aquém das necessidades e das dimensões do Brasil, que dispunha de diversas bacias sedimentares de grandes extensões, potencialmente propícias à existência de petróleo mas pouco estudadas quanto à sua estrutura geológica.

As razões para o baixo número de prospecções e perfurações realizadas deveram-se aos reduzidos recursos orçamentários alocados pelo governo, à falta de sondas apropriadas para se alcançar maiores profundidades e à escassez de pessoal técnico especializado. O órgão realizou cerca de 50 perfurações de poços, nos estados do Paraná, São Paulo, Alagoas, Bahia, Santa Catarina, Pará, Alagoas e Rio Grande

31. Ao analisar esse longo e infrutífero período, Moura e Carneiro (1976, p. 77- 80) esclarecem: "No caso específico da pesquisa do petróleo, que consome rios de dinheiro em equipamentos, máquinas e mão de obra especializada, aí, então, os obstáculos se multiplicavam e agigantavam, tanto mais que as técnicas exploratórias, pouco irradiadas pelo mundo até os princípios do século XX, eram praticamente desconhecidas entre nós". E como balanço do período, enfatizam: "Aos pioneiros desses regimes de concessões, no Império, ninguém pode negar: primeiro, o de haverem, a despeito das naturais dificuldades, individualizado algumas áreas que, cerca de 68 anos depois, vieram a ser novamente prospectadas, com modernos e pesados equipamentos, e com técnicas infinitamente mais avançadas; segundo, o sério esforço industrial para a obtenção de iluminação e, mesmo, lubrificantes. A tanto se reduzia, para o nosso País e para o resto do mundo, a importância do petróleo naquela ocasião. A indústria petrolífera estaria ameaçada pelo advento da iluminação elétrica, não fora a descoberta dos motores de explosão e combustão interna, pelos quais o petróleo dominou o século XX".

do Sul, sem descobrir nenhum poço comercial. Foram alcançados, contudo, alguns resultados positivos, como a realização de levantamentos da estrutura geológica de bacias sedimentares e o treinamento de várias equipes de geólogos brasileiros. Dias e Quaglino (1993) concluem sobre esse período da década de 1920: “a certeza de que apenas o Estado havia conseguido manter o interesse pelo problema” da procura do difícil petróleo, após a Primeira Guerra Mundial.³²

Na área legislativa, a primeira preocupação em se aprovar uma legislação específica para as atividades do petróleo surgiu na primeira metade da década de 1920, com a apresentação ao Congresso Nacional de um anteprojeto de legislação, em 1923, pelo deputado Eusébio de Oliveira; o projeto não previa a exclusão da participação de capitais estrangeiros na exploração de petróleo no País. Em 1926, em um contexto de preocupações crescentes em se tentar diminuir a dependência em relação às grandes companhias internacionais que dominavam o comércio de combustíveis no Brasil, a Comissão de Agricultura da Câmara dos Deputados encarregou o deputado Ildefonso Simões Lopes de redigir uma lei especial sobre o petróleo. No primeiro parecer apresentado, o parlamentar explicitou as preocupações imediatas que dominavam as lideranças políticas naqueles anos: necessidade de se estabelecer a separação das propriedades do solo e do subsolo, procedendo-se a modificações na Lei de Minas (pela qual a propriedade do subsolo não era nacional, pois pertencia ao proprietário); envio de técnicos nacionais para cursos de especialização no exterior; organização de dados estatísticos sobre as pesquisas de petróleo; reexame de todos os contratos assinados entre os estados e empresas privadas para a exploração do solo; criação de imposto de importação adicional sobre as importações de derivados de petróleo para cobrir o aumento das despesas com a exploração pelo SGMB.

A proposta de um anteprojeto para o estabelecimento de uma política nacional para o petróleo foi apresentada pelo deputado Simões Lopes, em parceria com o deputado Marcondes Filho, em dezembro de 1927. Registre-se que, no ano anterior, ocorrera a Reforma Constitucional, que introduzira modificações na área de mineração ao determinar que: a) “as minas pertencem ao proprietário do solo, salvo as limitações estabelecidas por Lei, a bem da exploração das mesmas”, e, b) “as minas e jazidas minerais necessárias à segurança e à defesa nacionais e as terras onde existirem não podem ser transferidas a estrangeiros”. Os argumentos em defesa da aprovação de projeto de lei sobre o petróleo refletiam as preocupações quanto à futura participação de empresas estrangeiras na exploração de petróleo no Brasil: à época, cinco empresas internacionais controlavam a importação e a comercialização de combustíveis. O anteprojeto de lei apresentado propunha os

32. Moura e Carneiro (1976); Cohn (1968); Para a descrição e avaliação das lutas políticas, de 1920 até a criação da PETROBRAS, ver Dias e Quaglino (1993).

seguintes tópicos principais: as jazidas de petróleo não poderiam pertencer ou ser exploradas por estrangeiros; o governo federal poderia expropriar qualquer reserva pertencente a particular, por motivo de interesse público; as explorações estariam sujeitas à autorização governamental, além de outros dispositivos com o objetivo de submeter as atividades de exploração ao controle do Estado.³³

À época, as empresas estrangeiras não demonstravam interesse em realizar explorações em busca de petróleo no Brasil, em razão da grande produção mundial de petróleo e das dificuldades geológicas do País, mas as restrições à participação dessas empresas suscitaram críticas de políticos relativas à irrealidade econômica da proposta do anteprojeto de lei, dada a falta de recursos públicos para realizar as complexas atividades de sondagem, a falta de conhecimentos técnicos no Brasil e as dificuldades na importação de equipamentos para perfurações. Em 1930, o projeto dos deputados Simões Lopes e Marcondes Filho foi reformulado pelo deputado Gracho Cardoso, substituto de Simões Lopes na relatoria na Câmara dos Deputados, que retirou a proibição a estrangeiros em razão do que considerou “radicalismo extremo e injusto”, mas impôs a participação mínima de capitais nacionais em 35%, até alcançar 60%. Logo depois, a Revolução de 1930 interrompeu o processo de discussão do anteprojeto na Câmara dos Deputados e somente em 1938, no governo do presidente Getúlio Vargas, seria promulgada a primeira lei nacional sobre o petróleo. Martins (1976) chama a atenção para o recrudescimento de posicionamentos ideológicos nas questões econômicas, quando afirma que “estaria permanentemente presente na consciência política e nas discussões do tema a questão nacionalista de que somente um Estado forte soberano poderia opor resistência às companhias internacionais de petróleo”.

No início dos anos 1930, aprofundou-se a dependência do Brasil dos derivados de petróleo importados em decorrência do crescimento da demanda interna, que acompanhava os processos de industrialização e de expansão das estradas de rodagem. O governo passou a ser pressionado por intensa campanha na imprensa brasileira contra o que se chamava de “ineficiência estatal em encontrar petróleo”. As pressões contra o governo se acentuavam com as notícias de descobertas de petróleo em diversos países da América, “do Alasca à Patagônia”, conforme foi destacado pelo escritor Monteiro Lobato, em 1932, em seu manifesto de lançamento de uma empresa para prospectar petróleo³⁴. Críticas mais graves referiam-se a possíveis influências de técnicos estrangeiros, contratados pelo recém-criado Departamento Nacional da Produção Mineral (DNPM), no sentido de que trabalhavam “a serviço de interesses contrários à

33. Martins (1976, p. 267-273); Dias e Quaglino (1993, cap. 1, seção 1.2 e nota 25 da seção 1.2).

34. Trata-se do lançamento da Companhia Petróleo Nacional, uma empresa criada, em 1932, para levantar capitais junto a subscritores privados para empreender a exploração de petróleo nos estados de Alagoas e de São Paulo (Moura e Carneiro, 1976, p. 139).

descoberta e exploração de petróleo no Brasil” (Cohn, 1968).

Para obter mais dinamismo na pesquisa do petróleo o governo transferiu a tarefa de incrementar as prospecções, em 1934, ao DNPM, que recebeu várias das atribuições do SGMB. A legislação do setor mineral foi modificada naquele ano por meio da decretação do novo Código de Minas, que normatizou a propriedade do subsolo (Decreto nº 24.642/34) com o objetivo de “remover obstáculos e embaraços ao racional aproveitamento das riquezas do subsolo”, e de incentivar e garantir “as iniciativas privadas nos trabalhos de pesquisa e lavra”. Pelo decreto, o subsolo passou a ser independente da posse do solo; as riquezas minerais do subsolo tornaram-se propriedade da União e para sua exploração passou a ser necessária concessão especial do governo federal. Em seguida, a nova Constituição, promulgada em 16 de julho de 1934, estabeleceu “a nacionalização das jazidas e minas julgadas básicas ou essenciais à defesa econômica ou militar do país”, e “a exigência de nacionalidade brasileira ou de constituição de uma empresa nacional para atuar no setor de mineração”, entre outras disposições com fortes influências nacionalistas.

Apesar das expectativas favoráveis quando de sua criação, o novo órgão encarregado da exploração de petróleo foi impossibilitado de intensificar os trabalhos de perfuração. Além das baixas verbas orçamentárias e da burocracia, que dificultavam as importações de sondas de perfuração, havia escassez de pessoal especializado em trabalhos de levantamentos geológicos e de sondagens nas bacias sedimentares. Como decorrência dos insucessos na descoberta de petróleo, o problema passou a ser tema constante em reuniões dos comandantes militares, que se preocupavam com a situação de dependência dos derivados importados e a conseqüente vulnerabilidade em que se encontravam as forças armadas e os transportes no País. Passaram ainda a pesar, a partir de 1938, as notícias sobre o provável início de nova guerra na Europa, que ameaçava deixar o Brasil com poucas opções para o abastecimento de combustíveis (Cohn, 1968). No começo da segunda metade da década de 1930 o Brasil possuía a segunda maior frota de veículos da América do Sul, que consumia cerca 7.000 barris de gasolina por dia. Cinco empresas multinacionais controlavam o comércio de petróleo: Atlantic, Standard Oil, Anglo-Mexican (Shell), Texaco e Caloric.

A conjuntura acima fortaleceu a posição de grupos militares que pediam intervenção estatal direta no setor de petróleo.³⁵ Em resposta, em abril de 1938,

35. Dois anos antes, em 1936, os militares que se agrupavam na Engenharia Militar do Exército, liderados pelo General Júlio Caetano Horta Barbosa, propuseram que as Forças Armadas comandassem o processo de desenvolvimento do setor de petróleo no Brasil, por meio da criação do Departamento Nacional de Combustíveis; o Departamento regularia e dirigiria a exploração de petróleo, com a participação preferencial de firmas nacionais, mas também de firmas estrangeiras, e desenvolveria iniciativas para a formação de engenheiros de petróleo. A proposta não foi aceita pelo presidente Vargas na ocasião, mas no ano seguinte, com o estabelecimento do Estado Novo por Vargas e as Forças Armadas, regime de caráter autoritário e centralizador em matérias econômicas, cresceu a tendência de se aceitar o controle governamental sobre o setor de petróleo, envolvendo tanto a exploração quanto a industrialização (Wirth, p. 112-113).

o presidente Getúlio Vargas, à frente do regime autoritário do Estado Novo, assinou o Decreto-Lei nº 395 – que havia sido formulado secretamente por uma comissão formada por oficiais do Exército e civis – que tornava o abastecimento nacional de petróleo um serviço de utilidade pública. O decreto determinou o controle do governo federal sobre a importação, a exportação, o transporte, a implantação de oleodutos e o comércio de petróleo e derivados, além de estabelecer o controle de preços dos derivados. No mesmo ano, o Decreto-Lei nº 538 regulamentou a nacionalização da atividade de industrialização (refino) e criou o Conselho Nacional do Petróleo (CNP), com atribuições amplas que incluíam, além da definição e execução da política do petróleo e o controle do abastecimento, as atividades de pesquisa, lavra e industrialização (produção de derivados), “quando julgar conveniente”.³⁶

Exemplos da atuação dos governos no setor petrolífero vinham da própria América Latina: a Argentina havia criado, em 1922, a primeira empresa petrolífera controlada e administrada pelo Estado no mundo, a Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF), para garantir maior nível de controle do Estado sobre o mercado de petróleo no país;³⁷ em 1932, o governo do Peru havia declarado como reservas nacionais as concessões dadas à Standard Oil em uma faixa do rio Contaya; no México, o governo desapropriou, em março de 1938, os ativos pertencentes às companhias petroleiras que controlavam a exploração e a industrialização do petróleo naquele país, dando origem à Petróleos Mexicanos (PEMEX) (Moura e Carneiro, 1976, p. 226; Dias e Quaglino, 1993; Wirth, 1985, p. 105).

Não se adotara, ainda, nas decisões brasileiras de 1938, o monopólio estatal na exploração e na refinação,³⁸ mas várias empresas privadas de exploração de petróleo foram fechadas pelo CNP pois seus estatutos contrariavam o novo regime legal do petróleo, incluindo empresas em que participava o escritor Monteiro Lobato; o escritor queixou-se, em carta, ao presidente Vargas, denunciando as tentativas do CNP de introduzir o monopólio estatal no setor. Contudo, não obstante a forte regulação do Estado, as atividades de exploração de petróleo e de refinação continuavam abertas às empresas de capital nacional, por meio da

36. Artigo 13 do Decreto-Lei nº 538/38.

37. Tordo, Tracy e Arfaa (2011) citam Heller (1980) para informar que a primeira empresa governamental instalada no mundo para o processamento de petróleo cru e a produção de derivados foi criada na Áustria-Hungria em 1908, pelo Imperador Franz Joseph, para apoiar os produtores de petróleo, que se defrontavam com excesso de produção. Outra empresa cujo capital passou a ter controle governamental foi a Anglo-Persian, em 1914, na Inglaterra (depois British Petroleum), mas o governo britânico nunca chegou a assumir por completo a administração da empresa, deixando a tarefa para os diretores indicados pelo setor privado.

38. As lideranças militares em torno do Gal. Horta Barbosa planejavam realizar mudanças na legislação do CNP recém aprovada, com o objetivo de estabelecer a estatização da refinação, posição que foi reforçada após a visita que esse militar realizou à Argentina e ao Uruguai, em 1939, para verificar o funcionamento das refinarias estatais construídas pelos governos dos dois países (Wirth, 1985).

obtenção de autorizações e concessões do CNP.³⁹ No período entre 1938 e 1950 foram concedidas 95 autorizações para a exploração de petróleo a empresários privados (Moura e Carneiro, 1976, p. 213-224; Dias e Quaglino, 1993, p. 87).

A partir da legislação de 1938 o CNP passou a comandar as decisões sobre as explorações de petróleo, tendo como braço executor o DNPM.⁴⁰ Além de diversas iniciativas para o treinamento de pessoal técnico foram adquiridas novas sondas rotativas, que alcançavam profundidades de 1.800 a 2.500 metros, e contratados os serviços de prospecções sísmicas e perfurações com empresas norte-americanas especializadas, acompanhados do treinamento de técnicos brasileiros em geologia de poço e em geofísica. E para superar o empirismo até então prevalente nas prospecções foram ampliados os estudos geológicos de superfície no Recôncavo e nas costas marítima do Nordeste (Moura e Carneiro, 1976).

1.4. A primeira descoberta de petróleo

Pouco antes da criação do CNP, o DNPM havia retomado, em 1937, a busca por petróleo na Bahia. O reinício das perfurações está diretamente relacionado a um fato singular, cujo desenrolar acabou por envolver órgãos do governo em acirradas discussões na imprensa com empresários interessados em explorar petróleo:⁴¹ em 1930, o engenheiro agrônomo baiano Manoel Inácio Bastos, funcionário público estadual, verificou que os moradores da localidade de Lobato, nos arredores de Salvador, utilizavam uma lama de cor escura como material combustível na iluminação de suas casas, encontrada em uma exsudação na superfície do solo. Depois de retirar várias amostras por meio de pequenas perfurações no solo, Bastos concluiu que havia descoberto petróleo; em seguida, realizou diversas tentativas junto ao governo federal para que enviasse sondas para realizar perfurações em maiores profundidades. O DNPM recusou-se a fazer perfurações, diante de pesquisas geológicas próprias que indicavam o local como desfavorável à existência de petróleo em volumes comerciais; contudo, diante das intensas campanhas na imprensa para que se realizassem sondagens no local, e de reavaliações poste-

39. Um exemplo de investidor privado importante na exploração de petróleo, no final da década de 1930, encontra-se no empresário carioca Guilherme Guinle, fundador da Empresa Nacional de Investigações Geológicas, que realizou levantamento geológicos no estado da Bahia à procura de formações geológicas com indícios de existência de petróleo, e instalou uma plataforma de perfuração naquele estado (Geraldo Mendes Barros, "Guilherme Guinle, 1882-1960: Ensaio Biográfico", 1982, cit. por Wirth, 1985, p. 112).

40. Moura e Carneiro (1976, p. 349). A mudança de política para o petróleo possibilitou a alocação de maiores verbas para a execução dos planos de prospecção, por meio da instituição, em 1940, do Imposto Único dos Lubrificantes e Combustíveis, criado a partir da consolidação, na União, dos impostos estaduais equivalentes incidentes sobre o consumo de derivados de petróleo, cuja distribuição aos estados passou ao encargo da União.

41. Em 1934, o escritor Monteiro Lobato e seus sócios tentaram lançar outra empresa em São Paulo, a Cia. Petróleos do Brasil, para realizar prospecções no estado; concomitantemente, o escritor desenvolveu intensa campanha contra os órgãos governamentais encarregados da política e da exploração de petróleo, com acusações de incapacidade de desenvolverem a indústria do petróleo no Brasil e de não permitirem os empresários privados de prospectar petróleo, devido às restrições do Código de Minas de 1934 (Dias e Quaglino, 1993, p. 76-112; Cohn, 1968).

riores daquele órgão em suas posições técnicas sobre a questão, foram iniciadas perfurações, em agosto de 1937. Um dos poços perfurados, iniciado em julho de 1938, finalmente resultou na descoberta da primeira acumulação de petróleo no Brasil, na localidade de Lobato, em janeiro de 1939, à profundidade de 210 metros (Moura e Carneiro, 1976, p. 191-212). Ao todo, foram perfurados dezessete poços em Lobato, que acabaram se revelando não comerciais, devido à baixa produção. Imediatamente, a área em volta de Lobato foi nacionalizada pelo governo federal, como “área petrolífera”, para efeito de continuidade das explorações (Dias e Quaglino, 1993, p. 76-112).

Mesmo não propiciando resultados econômicos, a descoberta em Lobato deu impulso à atividade exploratória, tornando o Recôncavo Baiano área prioritária nos planos de pesquisa geológica e de perfurações do CNP. A continuação das perfurações, após aprimoramentos nos levantamentos geológicos e geofísicos, resultou na descoberta da primeira jazida com potencial comercial, em agosto de 1941, na localidade de Candeias, em um poço com 1.150 metros de profundidade. Em 14 de dezembro daquele ano, o poço Candeias-1 iniciou a produção de petróleo em escala comercial no Brasil. Após a descoberta de mais cinco poços produtores no local seguiram-se descobertas de gás natural em Aratu (1941) e de petróleo em Itaparica (1942), locais que passaram a ser considerados, junto com Lobato e Candeias, os campos de petróleo pioneiros no País (Moura e Carneiro, 1976). Em 1955 começou a produzir o Campo de Dom João, na Baía de Todos os Santos, o primeiro localizado no mar, perto da linha da praia (Machado Filho, 2011).

O impulso nas explorações decorrente daquelas descobertas iria esbarrar, logo depois, em dificuldades decorrentes da entrada dos Estados Unidos na Segunda Guerra Mundial, em dezembro de 1941, ao provocar atrasos na importação de equipamentos para sondagens e o adiamento parcial dos planos de aumento de perfurações de poços. Uma segunda frente de problemas, mais preocupante, encontrava-se no baixo conhecimento geológico das bacias sedimentares, na falta de mapeamentos das vastas áreas geológicas com possibilidade de existência de petróleo e no insuficiente número de estudos geofísicos das estruturas das rochas sedimentares; constituíam lacunas no conhecimento que levavam a desperdícios de recursos, em razão de dispendiosas perfurações realizadas de forma aleatória.

Para superar essas falhas o CNP recorreu à experiência dos Estados Unidos, providenciando a contratação de empresas norte-americanas especializadas em geologia do petróleo, que viriam a representar, de acordo com Moura e Carneiro (1976), papel essencial na ampliação dos conhecimentos das bacias sedimentares no Brasil.⁴² Foram contratados geólogos norte-americanos com o objetivo de

42. As empresas foram a De Golyer and MacNoughton, de Dallas, Texas, a United Geophysical Exploration - que conduziu os primeiros estudos sistemáticos sobre formações sedimentares brasileiras - e a Drilling and Exploration Co of Houston (Wirth, 1985).

acelerar o mapeamento das áreas sedimentares da Amazônia, Recôncavo Baiano, Nordeste do Brasil e Paraná, e de auxiliar no treinamento de turmas de geólogos, sismólogos, intérpretes de aerofotogrametria, geofísicos e outros profissionais brasileiros necessários ao impulso que se queria dar à exploração de petróleo, além de serem enviados estudantes brasileiros para cursos de engenharia de petróleo nos Estados Unidos. Essas iniciativas para transferência de conhecimentos permitiram “formar o núcleo da indústria petrolífera nacional, ao instituir uma escola de profissionais brasileiros treinados nos complexos trabalhos do petróleo”, e facilitaram a criação da PETROBRAS (Moura e Carneiro, 1976, p. 247).

Após o término da Guerra, em 1945, ocorreu grande aumento na demanda por derivados do petróleo no Brasil, que se encontrava contida durante o conflito. O aumento dos volumes importados, paralelamente ao forte aumento nos preços internacionais, elevou os dispêndios em moedas estrangeiras, sinalizando, no médio prazo, a ocorrência de crise no abastecimento de combustíveis.⁴³ Para minorar o problema da baixa oferta nacional, diante da demanda crescente de derivados de petróleo, o CNP adotou duas decisões principais: a realização de concorrência pública para a construção de refinarias pelo setor privado e a instituição de uma comissão no governo para programar a construção da primeira refinaria estatal, com o objetivo de industrializar o petróleo extraído dos campos do Recôncavo Baiano. Em outra frente de ação procurou-se diminuir a dependência na importação de equipamentos industriais utilizados na construção de refinarias, por meio de entendimentos entre o CNP e grandes empresas industriais e de engenharia de projetos para obter seu engajamento na nacionalização progressiva da construção de refinarias, equipamentos e navios de transporte (Moura e Carneiro, 1976).

As classes empresariais, por sua vez, procuravam firmar suas posições frente ao Estado, que vinha sendo, nas palavras de Cohn (1968), “o grande impulsionador do crescimento do País”. Em 1945, reuniu-se em Teresópolis a Conferência das Classes Produtoras, com o objetivo de debater a reorganização da economia no pós-guerra, que resultou na publicação da “Carta Econômica de Teresópolis”, com os empresários procurando deixar claro suas reivindicações quanto ao papel da indústria privada no processo de industrialização do Brasil. No tocante à produção mineral, a Carta sugeriu a adoção de política de estímulo, mantendo-se os princípios do Código de Minas, de 1934; especificamente quanto ao petróleo, as linhas gerais das posições assumidas eram no sentido de que o governo adotasse uma política que estimulasse as explorações, aceitando-se a cooperação de técnicos e de capitais estrangeiros. Para isso, era necessário alterar a política para o petróleo e a Constituição do Estado Novo, de 1937, abrindo espaço para a atuação mais

43. As importações de gasolina saltaram de 575.600 m³, em 1945, para 2,3 milhões de m³, em 1950 (IBGE, 1987). O preço do barril de petróleo aumentou 85% entre 1945 e 1947-1948 (www.bp.com).

ativa e livre do setor empresarial privado nas atividades minerais (Cohn, 1968).

Na área da legislação sobre o petróleo, o CNP, como foi comentado, adotou ações para liberalizar as normas vigentes para o refino. Foi editada a Resolução nº 1, de 1º outubro de 1945, que definia normas para a instalação de refinarias pelos empresários nacionais. O edital público para a concorrência foi elaborado segundo as normas da legislação de 1938 - ou seja, evitando-se uma mudança completa nas normas que restringiam a participação de empresas estrangeiras naquele momento, ainda sob a presidência de Getúlio Vargas - a que concorreram quatro grupos empresariais; como resultado, foi aprovada a instalação da Refinaria de Manguinhos, em 1946, e da Refinaria de Petróleo União, em 1947. Observe-se que, após a aprovação das duas refinarias, o clima nacionalista que predominava no País incentivou a publicação de vários artigos na imprensa com condenações às concessões à iniciativa privada. Em outra medida, em fevereiro de 1948, foi enviado ao Congresso Nacional o anteprojeto de Estatuto do Petróleo, que revogava o dispositivo que nacionalizara a indústria, em 1938. O objetivo era atrair capitais estrangeiros para investir em refinarias e na exploração de petróleo, ainda que com limitações, como a necessidade de atendimento prioritário ao mercado interno antes da realização de exportações. A nova Constituição, de 1946, já admitia a exploração de minerais por estrangeiros, por meio de empresas constituídas no País, enquanto que pela Constituição de 1937 somente era permitida a brasileiros natos.⁴⁴ O anteprojeto do Estatuto do Petróleo, contudo, não prosperou, por falta de apoio político, em meio à crescente polarização de posições a favor e contra o capital estrangeiro. Naqueles anos prevaleceriam as teses da Campanha do Petróleo, que então se desenvolvia no País, contra o Estatuto do Petróleo, contra a participação estrangeira no setor de petróleo e a favor do controle das atividades do petróleo pelo Estado. A importação e a venda de derivados eram controladas pelas companhias internacionais Esso, Atlantic, Shell e Texaco, situação que provocava reações contrárias de grupos nacionalistas.

A Campanha do Petróleo originou-se das discussões no Clube Militar, no Rio de Janeiro, em 1947, voltadas ao debate de ideias para a formulação de uma política nacional para o petróleo. Havia duas ordens de propostas nos debates iniciais: a que defendia a associação de capitais nacionais com empresas norteamericanas, para desenvolver todo o potencial do setor de petróleo, e a que defendia o monopólio estatal no setor. Os debates se espalharam pelo País, com a participação de amplas parcelas da opinião pública, da imprensa, de militares e

44. Artigo 153 da Carta de 1946: "O aproveitamento dos recursos minerais e de energia hidráulica depende de autorização ou concessão federal na forma da lei." Parágrafo 1º: "As autorizações ou concessões serão conferidas exclusivamente a brasileiros ou a sociedades organizadas no País, assegurada ao proprietário do solo preferência para a exploração. Os direitos de preferência do proprietário do solo, quanto às minas e jazidas, serão regulados de acordo com a natureza delas".

dos meios políticos, especialmente com a adoção de posicionamentos contrários ao projeto do governo do presidente Eurico Gaspar Dutra de permitir a atuação de empresas estrangeiras na exploração de petróleo e no refino. A Campanha foi reforçada pela participação estudantil em movimentos de mobilização popular nas ruas – por meio do lema “O Petróleo é Nosso” – e pela criação do Centro de Estudos e Defesa do Petróleo e da Economia Nacional (CEDPEN), em 1949, e de Centros em vários estados. Participaram, ainda, partidos políticos e diversos outros segmentos da sociedade. Um fator de peso no apoio à tese do monopólio estatal foi a participação, na campanha, de guarnições militares nos estados, favoráveis às posições nacionalistas, não obstante as repressões policiais que sofreram por desconfianças de que havia influência do ilegal Partido Comunista na agitação política que então ocorria. A Campanha do Petróleo durou de 1947 a 1953, tendo conseguido que sua proposta de estatização do setor fosse adotada por partidos políticos influentes no Congresso Nacional, onde se discutiria o projeto de lei de criação de uma empresa pública voltada à exploração do petróleo (Dias e Quaglino, 1993; Moura e Carneiro, 1976, p. 262).

1.5. Nacionalismo e petróleo: a criação da PETROBRAS

A intensidade da Campanha do Petróleo levou os debates a assumirem grande destaque na campanha eleitoral para a presidência da república, em 1950. Cumprindo promessas feitas no sentido de resolver os problemas do setor de petróleo no País, dos quais o mais premente era a falta de descobertas de jazidas significativas que permitissem diminuir a dependência das importações de combustíveis, o presidente eleito Getúlio Vargas enviou ao Congresso Nacional, em dezembro de 1951, o Projeto nº 1.516, propondo a constituição da sociedade por ações Petróleo Brasileiro S.A., organizada sob a forma de *holding*, com o mínimo de 51% das ações com direito a voto sob propriedade da União. Acompanhava a proposta o Projeto nº 1.517, que propunha as formas de financiamento do setor de petróleo. A União subscreveria a totalidade do capital inicial, no valor de Cr\$ 4 bilhões, que seria elevado, até 1957, ao valor mínimo de Cr\$ 10 bilhões, a ser subscrito por pessoas físicas e pessoas jurídicas de direito público ou privado nacionais. O projeto não incluía disposições relativas a monopólio estatal sobre as diversas atividades do setor de petróleo; a Mensagem nº 469 que acompanhou o projeto determinava que a nova empresa deveria ser “genuinamente brasileira, com capital e administração nacional” (Dias e Quaglino, 1993, p. 101; Cohn, 1968, p.134; 143).

Na tramitação no Congresso o projeto de criação de uma Companhia de capital misto recebeu críticas relativas à participação de acionistas privados no seu capital, na suposição de que a solução proposta pelo governo facilitaria a “penetração de interesses estrangeiros, através de empresas vinculadas aos grandes

grupos internacionais do setor”. Também na área militar, que promoveu debates sobre a proposta em sua fase inicial de discussões na Câmara dos Deputados, o projeto foi considerado “nocivo à soberania nacional e à segurança militar”, propondo-se, como alternativa, o “monopólio do Estado” (Cohn, 1968, p. 138). Do lado empresarial nacionalista, a reação mais à esquerda veio da Federação das Associações Comerciais de Minas Gerais, que elaborou um projeto propondo a estatização integral da exploração e da comercialização do petróleo, por meio do documento “Tese Mineira do Petróleo”. Dado o ambiente de franca convergência em direção a posições mais nacionalistas, foram apresentados no Congresso Nacional projetos substitutivos e emendas com o propósito de reorientar a proposta original do governo, reforçando o controle da União sobre o setor de petróleo. Além da força da Campanha do Petróleo em todo o País, essas propostas foram estimuladas pela desconfiança dos meios políticos em relação às empresas multinacionais de petróleo, que estariam agindo para evitar que capitais nacionais desenvolvessem atividades de refinação do petróleo no País (Dias e Quaglino, 1993; Cohn, 1968, p. 140).⁴⁵

Por outro lado, os grupos políticos contrários ao monopólio estatal no setor consideravam inviável a implantação no País de uma indústria complexa como a indústria petroleira, completamente integrada, como estava sendo proposto pelos grupos nacionalistas, em razão da falta de tecnologia, de capacidade empresarial e de pessoal técnico em condições de levar adiante os grandes empreendimentos nas diversas fases da cadeia produtiva do petróleo.

No final das discussões no Congresso Nacional, as correntes que apoiavam o modelo de monopólio amplo da União no setor prevaleceram sobre as demais e aprovaram, com modificações no projeto original, o projeto de lei que autorizava a União a constituir a sociedade por ações Petróleo Brasileiro S.A., com a sigla PETROBRAS. Sancionada pelo presidente Getúlio Vargas, em 3 de outubro de 1953, a Lei nº 2.004 instituiu o monopólio da União na pesquisa e lavra das jazidas de petróleo, na refinação de petróleo nacional e estrangeiro, no transporte marítimo do petróleo bruto de origem nacional e dos derivados de petróleo produzidos no País e no transporte por oleodutos e gasodutos. A distribuição e a comercialização de derivados no varejo não foram incluídas no monopólio, e foram assegurados os direitos das refinarias privadas existentes desde que não expandissem sua capacidade de produção. Ao lado da PETROBRAS como empresa de capital misto, encarregada da execução do monopólio com o controle

45. A esse respeito, Cohn (1968, p. 159) cita Hélio Jaguaribe, que no livro “O Nacionalismo na Atualidade Brasileira” informa que o chefe da assessoria econômica do presidente Getúlio Vargas, Rômulo de Almeida, um dos autores do projeto de lei de criação da PETROBRAS, consultou previamente as empresas Standard Oil e Shell para verificar se havia interesse em explorar petróleo no Brasil, tendo essas empresas se desinteressado em função dos compromissos de exploração que tinham em outras regiões do mundo.

acionário da União, cabia ao CNP exercer o monopólio, em nome da União, das atividades relacionadas ao abastecimento nacional de petróleo e derivados, por meio das funções de orientação, fiscalização e superintendência. A PETROBRAS foi instituída em 12 de março de 1954, na 82ª Sessão Extraordinária do CNP, e reconhecida pelo governo federal pelo Decreto nº 35.308 de 2 de abril de 1954 (Perissé *et al.*, 2007).

A instalação da PETROBRAS ocorreu em 10 de maio de 1954, com a produção de apenas 2.663 barris/dia de petróleo, volume que não atendia nem mesmo à pequena capacidade de processamento de petróleo de 5.000 barris/dia da Refinaria de Mataripe, na Bahia, a primeira refinaria estatal (ver Anexo 1). As reservas de petróleo eram de apenas 16,8 milhões de barris (boe). A produção nacional de gasolina naquele ano foi de 141.800 m³, que representou apenas 3,7% do consumo total de 3,8 milhões de m³ (IBGE, 1987).

Como executora do monopólio do petróleo, que incluía, pela Lei 2004, o petróleo proveniente da exploração de xisto betuminoso, a PETROBRAS herdou do CNP, entre outros ativos, a refinaria de Mataripe e a refinaria em construção de Cubatão, os campos de petróleo em produção e a frota de 20 navios petroleiros da Frota Nacional de Petroleiros (Fronape) (www.petrobras.com.br).

Além desses ativos, a Companhia recebeu o Setor de Supervisão e Aperfeiçoamento Técnico (SSAT) do CNP, responsável pelos cursos técnicos de formação de pessoal em operações de refino de petróleo e pela contratação de professores estrangeiros. Nessa área, o CNP já havia dado passos importantes, no início da década de 1950, para a formação de especialistas em petróleo: em 1952 foi criado na Escola Politécnica da Universidade da Bahia o Curso Especial de Engenharia de Petróleo, para formar engenheiros de perfuração e produção; no mesmo ano foi instituído pelo SSAT o Curso de Refinação de Petróleo, que ministrou disciplinas relacionadas à engenharia química e ao processamento de petróleo; o curso foi estruturado com professores provenientes de universidades e empresas petroleiras do exterior, e destinava-se a formar quadros técnicos para a operação das primeiras refinarias que se implantavam no Brasil (Almeida, 1990; Leitão, 1984, 1985).

1.6. Missões da PETROBRAS

As importações de volumes crescentes de combustíveis pelo Brasil para complementar o abastecimento interno ilustram a dimensão dos desafios que a nova petroleira iria enfrentar para resolver o problema da alta dependência brasileira do petróleo estrangeiro.⁴⁶ Diante desse quadro, as missões principais da PETROBRAS consistiam em incrementar as atividades exploratórias, com o fim de

46. As importações somadas de gasolina, óleo diesel, querosene e óleo combustível cresceram, entre 1946 e 1954, à taxa média anual de 21,6% (IBGE, 1987).

descobrir novas fontes de petróleo e gás natural, e empreender a construção de novas refinarias para o aumento da oferta nacional de derivados, com o objetivo de diminuir as importações e permitir aliviar as restrições na capacidade do País de importar bens de capital para o desenvolvimento industrial. As demais atribuições eram consequência do exercício do monopólio amplo determinado pela Lei 2.004/53, em setor a ser implantado quase desde seu início, de forma altamente integrada: montar a rede de oleodutos, construir terminais de petróleo e gás natural, realizar investimentos na infraestrutura de estocagem e de distribuição, entre outras atribuições.

Para cumprir sua missão a PETROBRAS iria desempenhar, em paralelo e como consequência de suas atribuições no setor de petróleo, o papel de agente indutor do desenvolvimento de uma rede de empresas fornecedoras de serviços petrolíferos, firmas de engenharia e fabricantes de bens industriais, essenciais às atividades produtivas do petróleo, como forma de reduzir a dependência de aquisições externas de bens de capital e de tecnologias necessárias aos pesados investimentos previstos no setor.

Outro objetivo, de mais longo prazo, iria acompanhar a Companhia ao longo de toda sua história: tornar o País autossuficiente na produção de petróleo. Essa meta, enraizada no pessoal técnico e de comando, se constituiria num dos motores dos intensos esforços de investimentos em exploração e produção, e das continuadas ações realizadas na Companhia para o aprendizado tecnológico e a capacitação de pessoal. Representaria, portanto, importante força motivadora das equipes de trabalho que exploraram as bacias sedimentares e desenvolveram os campos de petróleo *offshore* (Almeida, 1990, Assayag, 2005).

1.7. Déficits tecnológicos e em recursos humanos e os primeiros reveses na exploração de petróleo

Para levar adiante a ampliação das explorações de petróleo foi nomeado superintendente do Departamento de Exploração da Companhia o ex-geólogo-chefe da empresa norte-americana Standard Oil, Walter K. Link, que trouxe dos Estados Unidos uma equipe completa de exploração, composta de geólogos de superfície, geofísicos e geólogos de poços e de interpretação de dados (Almeida, 1990; Dias e Quagliano, 1993, p. 114).

Para o aprimoramento de pessoal nacional na área da exploração, a Companhia enviou ao exterior um grupo inicial de 26 geólogos com experiência em poços de petróleo da Bahia para realizar cursos de geologia de petróleo. Antes e alguns anos após a criação da PETROBRAS, a escassez de engenheiros e técnicos no País era complementada com a contratação de profissionais estrangeiros, cujo número passou de 22, em 1955, para 72, em 1958, e 68, em 1960, superando o

número de engenheiros contratados de origem nacional. A partir de 1961, as contratações de engenheiros, geólogos e geofísicos estrangeiros começaram a diminuir, como resultado das novas turmas desses profissionais e outras especializações técnicas que foram sendo formadas nas universidades do País, como também da política nacionalista que passou a ser adotada com o objetivo de favorecer o maior controle das atividades da Companhia por pessoal técnico nacional, especialmente a partir do episódio do Relatório Link, relatado a seguir (Moura e Carneiro, 1976; Gall, 2011b).

Sob a orientação de Walter Link a PETROBRAS iniciou um ambicioso programa de prospecções em diversas regiões: levantamentos de geologia de superfície no Paraná, levantamentos de geologia de superfície, gravimétricos e sísmicos no Recôncavo Baiano (que permitiram descobertas significativas, a exemplo dos campos de petróleo de Taquipe e Buracica), na Bacia Amazônica, e na Bacia Sergipe-Alagoas, onde foram descobertos os importantes campos de Tabuleiro dos Martins e Coqueiro Seco, no estado de Alagoas. Em 1959, os estados de Mato Grosso e Goiás foram também prospectados. Era na Amazônia que Walter Link trazia expectativas de encontrar petróleo rapidamente, mas, ao longo dos anos em que ele comandou as explorações, os trabalhos de perfurações foram marcados por um grande revés. Confiante na vastidão da Bacia Amazônica e nas interpretações geofísicas, que indicavam a existência de condições propícias para a exploração de petróleo, sob a forma de bacias sedimentares profundas, a PETROBRAS investiu durante seis anos na perfuração de cerca de 100 poços na região. Destacou-se a localidade de Nova Olinda, no estado do Amazonas, onde uma descoberta de pequena acumulação de petróleo⁴⁷, à profundidade de 2.700 metros, em 1955, impulsionou a continuação das perfurações.⁴⁸

As perfurações, de poços na Amazônia continuaram até 1960, mas a falta de resultados positivos determinou a suspensão das prospecções. As razões dos insucessos se encontravam em erros de interpretação sísmica e aeromagnetométricas, pois não foi comprovada a presença de bacias profundas apropriadas à existência de petróleo, depois das inúmeras perfurações realizadas (Moura e Carneiro, 1976, p. 309-318).

Link redigiu, em 1960, um relatório defendendo suas convicções de que não existiam grandes acumulações de petróleo nas seções terrestres das bacias sedimentares do Brasil, e sugeriu a realização de explorações na plataforma marí-

47. Uma acumulação de petróleo é uma área geológica com certa quantidade de petróleo, ainda não medida comercialmente; um campo de petróleo é uma área com acumulação de petróleo já avaliada, isto é, com jazidas de valor econômico comprovado, após a realização de testes que certificaram o potencial de petróleo recuperável.

48. O jornal *The New York Times* chegou a noticiar o local como uma das mais importantes ocorrências de petróleo no mundo, depois do Oriente Médio, mas o poço revelou-se não comercial, com acumulação pequena de petróleo, inferior a 10.000 barris (Moura e Carneiro, 1976).

tima e em outros países com condições mais favoráveis.⁴⁹ Suas conclusões sobre a inviabilidade de se encontrar petróleo em terra foram objeto de várias contestações por parte de técnicos e autoridades da área do petróleo e por partidos políticos, que ocuparam grandes espaços na imprensa. “As conclusões do relatório vinham atingir frontalmente um dos maiores mitos nacionalistas – a abundância de petróleo no País”, e aumentaram as dúvidas sobre a condução que estava sendo dada à política exploratória (Dias e Quaglino (1993, cap. 5). Após o episódio, a PETROBRAS determinou a avaliação do Relatório Link pelo geólogo Pedro de Moura e o engenheiro Décio Odone, que sugeriram concentrar as perfurações em determinadas regiões e bacias, notadamente na Bahia, Sergipe-Alagoas e Barreirinhas/Maranhão, ao contrário da estratégia que Link adotara de explorar em diversas regiões ao mesmo tempo. Muitos anos depois, Assayag (2005) ponderou que a sugestão de Link sobre as maiores possibilidades de encontrar petróleo no mar acabaram por se mostrar corretas.⁵⁰

49. Conforme Moura e Carneiro (1976, p. 317): “Perfurada perto de uma centena de poços, sem obtenção de anticlinalis ou estruturas propícias para acumulação de petróleo na Amazônia, o Superintendente do Depex, depois de ouvir geólogos estrangeiros e seis brasileiros sobre a avaliação das diferentes bacias cedeu ao pessimismo, condensado no chocante “Relatório Link” ... com um balanço de seis anos de exploração, e um balaço, de ricochete, nas aspirações nacionais ao abastecimento interno de petróleo.” Walter Link pediu demissão da PETROBRAS em meados do ano de 1961, “amargurado com as críticas, por vezes irrefletidas, ao seu trabalho” (Dias e Quaglino, 1993, p. 119).

50. Antes de deixar a PETROBRAS, em 1961, Walter Link previu no orçamento de investimentos a realização de levantamentos sísmicos no mar, que, contudo, somente foram postos em prática em 1967-1968 (Dias e Quaglino, 1993, nota 12, cap. 5, p. 139). O petróleo na Amazônia somente foi encontrado em 1986, na província do Uruçu, Bacia do Solimões. Como explicou o geofísico João Carlos Ribeiro Cruz, da Universidade do Pará, a complexidade geológica da área e a má qualidade das respostas sísmicas tornam problemático o mapeamento das rochas-reservatório de petróleo na bacia amazônica: “Por serem antigas, essas Bacias [do Solimões e do Amazonas] contêm rochas muito duras, que aumentam o tempo e o custo de perfuração de poços. O estudo geofísico é prejudicado pela alta velocidade das ondas nessas rochas antigas e pela presença de rochas vulcânicas intercaladas nelas, o que reduz a qualidade sísmica e cria falsas estruturas geológicas” (ComCiência – Petróleo, 2002a). Sobre carências tecnológicas no conhecimento geofísico da Amazônia, ver Dias e Quaglino (1993, cap. 5).

PARTE II

Pesquisas Tecnológicas e Formação de Recursos Humanos

CAPÍTULO 2

PESQUISAS TECNOLÓGICAS PIONEIRAS NA PETROBRAS E POLÍTICA DE CAPACITAÇÃO DE RECURSOS HUMANOS

O Conselho Nacional do Petróleo (CNP) legou, em 1953, um valioso quadro de geólogos, geofísicos e engenheiros para a PETROBRAS, porém verificou-se, após o início das atividades operacionais da empresa, que seu número era muito pequeno para a “escala da missão que lhe era atribuída” (Almeida, 1990). Para suprir a falta de profissionais do petróleo foi decidida a criação de cursos próprios, até que o sistema de ensino do País se adequasse para responder às novas e variadas demandas de profissionais de petróleo (Caldas, 2005). Com esse propósito a PETROBRAS instituiu, em 1955, com o apoio das equipes do Setor de Supervisão e Aperfeiçoamento Técnico (SSAT) do CNP e da antiga Universidade do Brasil (atual UFRJ) o Centro de Aperfeiçoamento e Pesquisas de Petróleo (CENAP), instalado naquela Universidade, estruturado em duas áreas: Setor de Cursos de Petróleo, voltado à capacitação de pessoal, e Setor de Análises e Pesquisas.⁵¹

2.1. O Centro de Aperfeiçoamento e Pesquisas de Petróleo (CENAP)

O CENAP estava voltado a um “ambicioso programa de formação e aperfeiçoamento” de quadros técnicos para as atividades de petróleo (Williams, 1967), com o objetivo de dotá-los de capacidade operacional no manejo de refinarias e na exploração e produção de petróleo, além de conhecimentos para a seleção e compra de tecnologias no mercado externo. Grandes esforços foram feitos para acompanhar as tecnologias e os modelos geológicos usados pelas grandes companhias de petróleo (Almeida, 1990). A estrutura inicial do CENAP foi reformulada, dois anos depois, com a criação, em 1957, de seis setores, entre os quais o Setor de Pesquisas.⁵² Nesse último, uma pequena equipe dedicada à pesquisa aplicada nas áreas de refino, ensaios e análises químicas deu os primeiros passos para fomentar na PETROBRAS, nas palavras de Williams (1967) “um estado de espírito favorável à investigação científica, que culminasse na implantação de um órgão dedicado à pesquisa”.

Para o aperfeiçoamento de pessoal técnico na área de exploração e pro-

51. *Pesquisa Tecnológica na PETROBRAS – A conquista de um objetivo*, Ilana Z. Williams (1967).

52. O Setor de Pesquisas foi instituído como Instituto Brasileiro de Petróleo pela Resolução nº 7/57, de 22/4/1957, da Diretoria da PETROBRAS; essa denominação foi depois alterada para Setor de Pesquisas (CENAP-4), que funcionava em um edifício do Conselho Nacional do Petróleo (CNP), à Av. Pasteur, nº 250, na Praia Vermelha, onde também estavam instalados o Laboratório de Análises do CNP e o Curso de Refinação do CENAP (Land, 1964).

dução de petróleo o CENAP criou cursos de pós-graduação, destacando-se os cursos de Perfuração e Produção e de Geologia do Petróleo, com aulas ministradas por professores norte-americanos e por professores do próprio CENAP, dando continuidade à formação de profissionais de petróleo iniciada pelo CNP (Almeida, 1990).

Com o objetivo de contribuir para a solução de problemas técnicos nos diversos departamentos da Companhia e realizar pesquisas aplicadas, por meio de ensaios e análises químicas, o laboratório do CENAP foi equipado, em 1960, com uma unidade-piloto de craqueamento catalítico.⁵³ A unidade destinava-se à utilização em pesquisas de refinação de petróleo, com o objetivo de elevar os índices de produtividade das refinarias da PETROBRAS. Em 1962, foi montada uma unidade de reformação catalítica, voltada a estudos para o aumento da produção de insumos da indústria petroquímica, tais como o benzeno, tolueno e xileno, e para permitir a seleção de catalisadores mais econômicos para as refinarias. Entre os serviços técnicos prestados pelo CENAP à PETROBRAS destacaram-se: avaliações das características dos petróleos nacionais e estrangeiros para processamento nas refinarias; identificação dos tipos de petróleo extraídos e o modo de ocorrência das reservas nas zonas produtoras; análises de rochas, e controle do desenvolvimento da vida dos catalisadores em uso nas unidades de craqueamento (Williams, 1967; Leitão, 1984; Land, 1964).

Na segunda metade dos anos 1950, a demanda por combustíveis estava sendo impulsionada pela implantação de novos setores industriais no parque produtivo nacional, pela construção de extensas rodovias e pelo erguimento da nova capital, Brasília, no interior do País. Dado esse cenário, a prioridade dos investimentos da PETROBRAS estava direcionada à ampliação da capacidade instalada de refino do petróleo, apoiada pela rápida formação de equipes destinadas à operação eficiente das refinarias (Williams, 1967; Land, 1964).

Nos seus primeiros anos de operação a PETROBRAS se encontrava extremamente defasada em atividades de pesquisas de petróleo; a exploração e a produção de petróleo estavam, desde a segunda metade da década de 1940, entre as principais atividades econômicas objeto de pesquisas tecnológicas no mundo. Tal situação estimulou alguns técnicos da Companhia envolvidos em pesquisas e parte da diretoria a avançar na ideia de separação das atividades de pesquisa das de ensino – que se encontravam reunidas no CENAP – com o propósito de criar na empresa um órgão dedicado exclusivamente a pesquisas.

A ideia evoluiu para diversas iniciativas e estudos com vistas à definição de um modelo adequado de instituição de pesquisas para as atividades de petróleo

53. Para informações técnicas sobre os processos de craqueamento de petróleo e o uso de catalisadores nas refinarias ver o estudo sobre a história do refino no Brasil, no Anexo 1.

no País.⁵⁴ A necessidade de um órgão dedicado a pesquisas era reforçada pelo fato de que o setor de petróleo se encontrava em processo acelerado de inovações nas áreas de plataformas de perfuração e de produção, principalmente no Golfo do México. Com aquele propósito foi instituído na Companhia, em 1960, um grupo de trabalho com a missão de estabelecer diretrizes para a criação de um centro de pesquisas; o relatório que o grupo gerou representa um marco importante na implantação do órgão de P&D, segundo Williams (1967). Seguindo as recomendações do grupo de trabalho, o Conselho de Administração da PETROBRAS aprovou, em 1963, a criação do Centro de Pesquisas e Desenvolvimento (CENPES),⁵⁵ com a orientação de que sua instalação ocorresse nas proximidades da Pontifícia Universidade Católica (PUC) ou da Universidade do Brasil, como forma de propiciar “mais ampla e melhor diversificada área de recrutamento de pessoal, intercâmbio científico e cooperação em pesquisas” (Fonseca e Leitão, 1988). Após a criação do CENPES, os cursos de aperfeiçoamento de pessoal do CENAP ficaram a cargo do Setor de Pessoal da PETROBRAS.⁵⁶

A criação de um centro voltado especificamente para pesquisas mostrava-se uma necessidade diante da lenta evolução das pesquisas no CENAP: seu Setor de Pesquisas contava, em 1962, sete anos depois de instituído, com apenas dezessete técnicos com formação superior, e a PETROBRAS despendia menos que 0,1% do seu faturamento em pesquisas; comparativamente, a indústria americana de petróleo já investia, em 1959, 0,8% do seu faturamento em P&D (Land, 1964).

2.2. O Centro de Pesquisas e Desenvolvimento da PETROBRAS (CENPES): dos primeiros anos às crises mundiais do petróleo

O CENPES iniciou suas operações em janeiro de 1966, no *Campus* da Universidade do Brasil, na Praia Vermelha, estruturado em cinco áreas: Divisão de Refinação e Petroquímica; Análises e Ensaio; Documentação Técnica e Patentes; Programação e Processamento de Dados; Exploração e Produção. Seu laboratório foi equipado com unidades-piloto para pesquisas aplicadas, direcionadas às

54. Entre as iniciativas, a PETROBRAS solicitou, em 1958, a cooperação do Instituto Francês do Petróleo (IFP), que deu origem a um relatório do seu Secretário-Geral com sugestões de diretrizes para a nova instituição de pesquisa. Em seguida, a PETROBRAS realizou consultas a dezoito grandes empresas internacionais de petróleo para o recolhimento de sugestões sobre os pontos mais importantes a serem observados na implantação de um centro de pesquisas (Williams, 1967).

55. Atual Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguez de Mello (CENPES).

56. Além da criação do CENPES, o ano de 1963 foi marcado por dois outros eventos importantes no setor de petróleo: na área da regulamentação, o monopólio estatal foi estendido para as importações de petróleo e derivados, com o objetivo de manter as aquisições externas sob controle do governo e reduzir o custo das importações: com a edição do Decreto n. 53.337/63 foi atribuído à PETROBRAS o encargo da compra de petróleo para abastecer as refinarias privadas e a importação de derivados para abastecer o mercado interno; as companhias estrangeiras foram transformadas em distribuidoras de derivados. Na área das explorações foi descoberto o grande Campo terrestre de Carmópolis, em Sergipe, em 1963 (em 2010 ainda era o maior campo produtor terrestre do País, com 23.000 barris/dia de petróleo, além de produzir gás). Anteriormente, outros campos importantes descobertos foram Tabuleiro dos Martins e Coqueiro Seco, em Alagoas, em 1957 (Dias e Quaglino, 1993; Bosco, F., Revista Petro&Química, 2003).

demandas da área de refinação de derivados e à prestação de serviços técnicos (*troubleshooting*) para as áreas operacionais da PETROBRAS.

Nos primeiros cinco anos de atividades, de 1966 a 1970, o CENPES voltou-se para a intensificação da capacitação técnica das equipes e à realização de pesquisas aplicadas em refinação de óleo de xisto⁵⁷, que permitiram o domínio da tecnologia dos processos de hidrogenação catalítica e de coqueamento retardado. No período, foi projetada e montada uma unidade piloto de processamento para estudo da hidrogenação catalítica, com reator em leito fixo em operação contínua, e uma unidade de bancada em coqueamento retardado (Leitão, 1984, p. 51, 59). Na execução das primeiras pesquisas aplicadas com os equipamentos do laboratório, que visavam melhor conhecimento do processo de craqueamento catalítico do petróleo, conseguiu-se modificar as operações de craqueamento catalítico fluido (FCC) da Refinaria Duque de Caxias para o aproveitamento do petróleo nacional, mais pesado que o proveniente do Oriente Médio, que resultou no acréscimo de 20% da produção de GLP, proporcionando economia de divisas estrangeiras; o mesmo processo foi adotado pela Refinaria Landulpho Alves-Mataripe (Williams, 1967).

Em 1968, o Setor de Exploração e Produção foi transformado em Divisão de Exploração e Produção (DEPRO). No início, o DEPRO contava com o reduzido número de técnicos com graduação superior para a realização de estudos de geofísica, voltados à indicação de áreas geológicas propícias à exploração de petróleo nas amplas extensões da costa brasileira, mas, no começo dos anos 1970, o quadro técnico com graduação superior passou de oito pessoas, em 1970, para 30, em 1973 (Almeida, 1990).

Transferência do CENPES para a Ilha do Fundão

As condições de funcionamento do Câmpus da UFRJ, na Praia Vermelha, eram precárias, pois as unidades-piloto e as demais partes que compunham os laboratórios estavam instaladas em áreas pequenas, condição que inviabilizava a realização de pesquisas de maior alcance. Essa situação motivou a procura de novo local para o CENPES, que foi efetivado com a mudança, em novembro de 1973, para o câmpus da mesma Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), na Cidade Universitária, Ilha do Fundão, cidade do Rio de Janeiro.

Nos dois primeiros anos nas novas instalações o CENPES foi equipado com sete novos laboratórios, treze unidades de bancada de análises de processos de refinação e unidades piloto, a maioria importada do exterior. As aquisições de laboratórios e unidades-piloto cresceram de forma expressiva no decorrer dos anos seguintes (Leitão, 1984).

57. O xisto betuminoso (*shale*) possui atributos do carvão e do petróleo. Por destilação fracionada, a seco, produz gasolina, gás combustível, enxofre, etc. O Brasil possui grandes reservas de xisto betuminoso.

Na área de explorações *offshore* as novas instalações foram dotadas de laboratórios de maior porte, permitindo a realização de análises sobre a estrutura geológica da plataforma marítima, aprimoramentos nas pesquisas geofísicas e geoquímicas, estudos sobre processos e equipamentos de perfuração, produção e recuperação de reservatórios, além da contratação de novos pesquisadores. Uma importante ação desenvolvida foi constituída pelo Projeto de Reconhecimento da Margem Continental Brasileira (projeto REMAC) que mapeou a margem continental brasileira. O projeto foi uma parceria entre a PETROBRAS, o DNPM, a Companhia de Pesquisa de Recursos Minerais (CPRM) e a Diretoria de Hidrografia e Navegação, com o apoio do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq).

Além de dispor de maiores facilidades e maior espaço na Ilha do Fundão, a direção do CENPES adotou a estratégia de ampliar os laços com a área acadêmica,⁵⁸ como foi realçado no relatório do órgão, de 1971, que apontou os seguintes benefícios esperados com a mudança para o câmpus da UFRJ (que estava, inicialmente, concentrado nas áreas de exatas e da saúde): maior intercâmbio de informações técnico-científicas, facilidade de recrutamento de pessoal com graduação universitária, cooperação entre a pesquisa fundamental e a pesquisa aplicada do CENPES, recebimento de assessoria dos professores da universidade e novas oportunidades de temas para teses universitárias (Fonseca e Leitão, 1988).

Não obstante o propósito de incrementar as atividades de pesquisa, o CENPES não desenvolvia pesquisa tecnológica endógena nos seus primeiros anos, em razão da política de industrialização adotada no Brasil naquele período, em que o investimento industrial ainda se pautava, em larga medida, pelo modelo de substituição de importações; nessa estratégia de industrialização, os projetos de engenharia básica eram adquiridos no exterior, dada a baixa capacitação do País nessa área, e também pelo fato de ser menos dispendioso comprar tecnologias importadas prontas, em projetos *turn key* (chave na mão, isto é, fábrica pronta para operar), e absorver as técnicas de operação das refinarias e indústrias petroquímicas para, em seguida, desempacotar a tecnologia, com vistas à realização de cópias e de adaptações operacionais às condições locais.⁵⁹

As crises do petróleo na década de 1970 iriam mudar o cenário acima ao

58. A cooperação já ocorria com a então Universidade do Brasil (UFRJ), particularmente com sua Coordenadoria de Pós-Graduação em Engenharia (COPPE), com o Instituto Tecnológico da Aeronáutica, com a Universidade da Bahia e com a COPPE/UFRJ (Fonseca e Leitão, op. cit). (A UFRJ foi a primeira universidade criada no Brasil, com a denominação inicial de Universidade do Rio de Janeiro, em 7/9/1920. Em 1937, o Ministro Capanema, no Governo Vargas, promoveu uma reordenação do sistema de ensino superior no Brasil e a universidade passou a ser denominada Universidade do Brasil; dela se originaram as diretrizes para a instalação e operação das demais universidades federais no Brasil. Em 1965, a universidade recebeu seu nome atual, UFRJ – Universidade Federal do Rio de Janeiro, seguindo a padronização dos nomes das universidades federais de todo o país, ocasião em que adquiriu autonomia financeira, didática e disciplinar.)

59. Entrevista de José Paulo Silveira ao autor (2009); Portinho (1984); Almeida (1990).

abrir novas perspectivas para a maior integração do CENPES à PETROBRAS, permitindo que suas pesquisas ocupassem maior espaço nas demandas das áreas operacionais da Companhia. Os choques nos preços do petróleo alteraram a estrutura da demanda de derivados, com diminuição da procura por gasolina, cujos preços se elevaram, e com aumento da demanda por óleo diesel, beneficiado por preços subsidiados pelo governo. Essas alterações ampliaram a necessidade de adaptações técnicas nas refinarias da PETROBRAS, que se refletiram no aumento da demanda das áreas operacionais por pesquisas tecnológicas em refinação de petróleo no CENPES e na intensificação dos contatos de trabalho dos pesquisadores da Divisão Tecnológica de Refinação do CENPES com as refinarias (Leitão, 1984, 1985).

Como exemplos de pesquisas importantes que passaram a ser realizadas encontram-se os estudos para o desenvolvimento de novas formas de energia, que redundaram na produção de eteno a partir do etanol, cujo projeto exigiu mais de três anos de pesquisas, envolvendo desde os estudos iniciais até a instalação de uma unidade industrial nas instalações da Salgema Indústrias Químicas S.A., em Maceió, AL, projetada pela Engenharia Básica da PETROBRAS. Outra inovação tecnológica consistiu em um projeto de unidade industrial de hidrotreatamento de n-parafinas para a produção de detergentes biodegradáveis (Leitão, 1985).

Criação da Engenharia Básica no CENPES

Foram criadas no CENPES, em 1976, a Superintendência de Pesquisa em Engenharia Básica (SUPEN), que possibilitou reunir no órgão os profissionais que se encontravam dispersos em diversas áreas operacionais da PETROBRAS, e a Superintendência de Pesquisa Industrial (SUPESQ).⁶⁰

A falta de uma unidade de Engenharia Básica no CENPES nos anos anteriores a 1976, época caracterizada pela implantação de grandes refinarias, plantas industriais petroquímicas e fábricas de fertilizantes no Brasil foi considerada uma limitação para o desenvolvimento das atividades de pesquisas industriais. A tecnologia era comprada dos melhores fornecedores industriais mundiais, pois proporcionava segurança nos investimentos e diminuía os riscos operacionais, assegurados pelo respaldo internacional e experiência do detentor da tecnologia (Silveira, 2011).

60. A Engenharia Básica constitui uma etapa tecnológica posterior e mais avançada em relação à Engenharia Industrial. A Engenharia Industrial consiste no domínio da gerência e das operações industriais, para em seguida, com a Engenharia Básica, dominar o detalhamento, a fabricação e a montagem de equipamentos. O Brasil adquiriu aos poucos a capacitação para atender às necessidades do mercado brasileiro de plantas de refinação e de petroquímica; prova disso, para Portinho (1984), foi a evolução ocorrida no domínio das tecnologias de fabricação, montagem e engenharia de detalhes que ocorreu entre a montagem da primeira refinaria (Mataripe), que apresentou baixo índice de nacionalização, e a implantação da última refinaria, Refinaria Henrique Lage (Revap), em 1980, com alto índice de nacionalização.

Ao incorporar a Engenharia Básica as atividades de pesquisa mudaram sua conexão com as áreas operacionais, estabelecendo-se a atividade de empacotamento, que consiste na transferência do conjunto de conhecimentos tecnológicos, em termos de desenhos, especificações, instruções de construção, montagens e operacionalização, ou seja, representa a organização dos conhecimentos científicos e tecnológicos que vêm à montante, permitindo estabelecer a conexão com a produção. O processo permite, portanto, transformar os conhecimentos do centro de pesquisas em valor. Pode-se interpretar a Engenharia Básica como a atividade responsável pelas primeiras fases dos grandes empreendimentos. Ao ser incorporada no CENPES, a Engenharia Básica transformou o centro de pesquisas em Centro de Pesquisas, Desenvolvimento e Engenharia (P,D&E), passando a promover vínculos entre os pesquisadores e os projetistas dos equipamentos, facilitando a aplicação de inovações nos projetos.⁶¹

Na avaliação de Portinho (1984), depois de implantada a Engenharia Básica de refino e de petroquímica a capacitação na PETROBRAS nessas áreas seguiu três rotas: pesquisa, transferência de tecnologia e desempacotamento da tecnologia básica, cada uma delas responsável por diversos desenvolvimentos de produtos e processos. A primeira rota permite que a Companhia detenha tecnologias próprias, trazendo como vantagens: economia de gastos com *royalties*; liberação da necessidade de assinar contratos com os detentores de tecnologia, muitas vezes com cláusulas restritivas; e obtenção de ganhos com a venda de projetos, de serviços de montagem e de equipamentos nacionais, entre outras vantagens.

Pela segunda rota os contratos ou projetos assistidos de transferência de tecnologias, adquiridos de empresas estrangeiras, objetivavam ampliar os investimentos na expansão e/ou modificação das refinarias e indústrias petroquímicas da PETROBRAS (Comciência, 2002a). Junto com as capacitações tecnológicas de processo, o CENPES adquiriu conhecimentos em Engenharia Básica que foram aplicados no desenvolvimento de equipamentos antes importados, como fornos, equipamentos térmicos e a unidade de coqueamento retardado da Refinaria Presidente Bernardes, em 1986, fruto de trabalhos das áreas de P&D e de Engenharia do CENPES e do Departamento Industrial (atual ABAST-Ref.) da PETROBRAS (Portinho, 1984; Perissé, 2007).

A terceira rota, desempacotamento da tecnologia básica, permite a assimilação da tecnologia importada por meio da experiência operacional, com o apoio de laboratórios e plantas piloto.

Como foi comentado na Introdução, os choques nos preços do petróleo na década de 1970 levaram a PETROBRAS a intensificar as atividades de exploração

61. Silveira (2011); Carlos Tadeu de Freitas, "Crescer para Inovar", Revista Petrobras, out.2010.

de petróleo na plataforma marítima. Com esse objetivo foi criada no CENPES, em 1979, a Superintendência de Pesquisas de Exploração e Produção (SUPEP), em substituição à DEPRO, com 91 especialistas em petróleo e 80 técnicos de nível médio (Almeida, 1990). Essas atividades foram ampliadas na primeira metade da década de 1980 com a criação de divisões voltadas à exploração (DIVEX), à exploração (DIPLLOT) e à geologia e engenharia de reservatórios (DIGER) (Freitas, 1993).

Na área de produção de petróleo, o grupo de Engenharia Básica foi criado no CENPES, em 1983. Sua função inicial foi projetar plataformas de produção para os trabalhos de desenvolvimento de campos de petróleo da Bacia de Campos, com a assistência de firmas estrangeiras (Dias e Quaglino, 1993); até então, os trabalhos na Bacia de Campos se encontravam sob os cuidados do Grupo Executivo da Bacia de Campos (GECAM) (Assayag, 2005).

A criação da Engenharia Básica para o desenvolvimento de equipamentos e sistemas para a produção de petróleo no mar representou um ponto chave no apoio às atividades em águas profundas. O avanço para águas acima de 400 metros não podia contar com o respaldo da experiência internacional em tecnologias apropriadas, pois ainda não existiam equipamentos submarinos testados para aquelas condições no mar; a lacuna em conhecimentos foi preenchida com o desenvolvimento dos conhecimentos tecnológicos da PETROBRAS. Os dirigentes responsáveis na Companhia passariam a tomar decisões de investimentos em condições de riscos tecnológicos, e para mitigar os riscos foi necessário realizar esforços de capacitação. A partir da decisão de investir em águas profundas, a PETROBRAS *passou a incorporar o risco tecnológico em suas decisões de investimento*, que representou grande transformação na maturidade do seu processo de evolução de P&D (Silveira, 2011).

2.3. Contratação de pesquisas com universidades e centros de pesquisas

A PETROBRAS mantém parcerias com universidades e institutos tecnológicos desde o início de suas atividades. O primeiro centro de pesquisas, o Centro de Aperfeiçoamento e Pesquisas de Petróleo (CENAP) foi instalado, como se comentou, no câmpus da antiga Universidade do Brasil.

As contratações de pesquisas externas pelo CENPES abrangem todas as áreas e programas de interesse da Companhia, como tecnologias de refino, estudos de petróleos pesados, energias renováveis, engenharia naval, águas profundas, biotecnologia e biotratamentos, meio ambiente, entre outros. Com o aprofundamento das explorações no Pré-sal a cooperação tende a aumentar, diante da necessidade de se desenvolver soluções inovadoras para a produção de hidrocarbonetos na nova área geológica.

Esta seção apresenta, a seguir, dados consolidados sobre as pesquisas ex-

ternas contratadas junto às universidades e instituições de pesquisas, de 1992 a 2009, e a descrição do processo de gestão de pesquisas no CENPES.

A gestão do sistema tecnológico da PETROBRAS: mecanismos de seleção de pesquisas a serem desenvolvidas⁶²

O Sistema de Gestão Tecnológica da PETROBRAS busca promover a integração das atividades de P&D do CENPES com as áreas industriais da Companhia, disponibilizando as tecnologias necessárias aos processos produtivos. O sistema é conduzido nos níveis estratégico, tático e operacional. A estratégia tecnológica é definida pelo Comitê Tecnológico PETROBRAS (CTP), a maior instância da gestão de pesquisas na Companhia, que responde à Diretoria. O CTP é constituído pelos gerentes executivos das Áreas de Negócios e de Serviços e do CENPES. Suas funções são amplas, consistindo em promover a seletividade na estratégia tecnológica, direcionar a alocação de recursos e garantir a visão corporativa.

Abaixo do CTP se encontram os Comitês Tecnológicos Estratégicos (CTE), que representam as Áreas de Negócio, com funções de estabelecer as diretrizes para os Comitês Tecnológicos Operacionais (CTO), criar programas e áreas tecnológicas e promover o acompanhamento e avaliação.⁶³ Os CTE são assessorados por rede de especialistas e pesquisadores na Rede de Inteligência Tecnológica (RIT), que acompanha as tendências tecnológicas recentes e avalia seus possíveis impactos nos negócios da Companhia, auxiliando a tomada de decisões.

Há três CTE: de Exploração e Produção (COMEP), de Abastecimento (COMAB) e de Gás, Energia e Desenvolvimento Sustentável (COMEG). Participam dos CTE os gerentes executivos das Áreas de Negócios, o gerente executivo do CENPES, os gerentes executivos das unidades de Serviço da Companhia relacionadas à tecnologia, e diretores de empresas subsidiárias.

Os CTE geram análises estratégicas, representadas por diretrizes de gestão e por critérios econômicos, sociais e ambientais a serem seguidos, que embasam e contribuem para priorizar as decisões da PETROBRAS quanto à contratação de pesquisas, direitos intelectuais, recursos humanos, tecnologias da informação, entre outras áreas. As diretrizes dos CTE são encaminhadas aos CTO, formados por técnicos e gerentes do CENPES, das unidades de negócios, dos órgãos de serviço e das empresas subsidiárias.

Os CTO operam no nível tático, desdobrando as diretrizes dos CTE em

62. O texto a seguir é baseado em "Sistema Tecnológico da PETROBRAS— do poço ao posto", Fábio J. Sartori e Sérgio D. Soares, e "PETROBRAS/CENPES – Gestão de Tecnologia", Luís Cláudio Sousa Costa (CENPES).

63. Os programas tecnológicos na PETROBRAS representam um conjunto de linhas de pesquisa com o objetivo de *solucionar desafios tecnológicos* relacionados aos negócios da Companhia, constando de metas, tempo de consecução e orçamento; a área tecnológica é um conjunto de atividades tecnológicas relacionadas às competências centrais do Sistema Tecnológico PETROBRAS, com caráter disciplinar.

projetos priorizados de pesquisa, desenvolvimento e engenharia (P,D&E), e com serviços de assistência técnica e científica com o propósito de atender às demandas das áreas operacionais. Nesse nível, a gestão tecnológica dos CTO se realiza pelo gerenciamento da demanda de novos projetos e pelo gerenciamento da carteira dos projetos em andamento. No gerenciamento da demanda, as propostas de projetos de pesquisa de todas as áreas da PETROBRAS são hierarquizadas segundo a coerência estratégica e o atendimento das demandas de cada CTE. Ao selecionar as propostas os CTO procuram garantir a participação equilibrada tanto de inovações incrementais quanto de radicais, esses últimos caracterizados por alto risco, e com retornos elevados. A gestão da carteira dos projetos em andamento, por sua vez, tem por objetivo a compatibilização entre a priorização dos projetos e a distribuição dos recursos disponíveis.

Chegando ao nível operacional, o processo de gestão de projetos compreende as fases de desenvolvimento de nova tecnologia e de disponibilização da tecnologia, além das atividades de assistência técnica e científica. Uma nova tecnologia é desenvolvida por meio da execução e conclusão de projeto de P&D, que pode ser realizado internamente ou em parceria com universidades e instituições de pesquisa, coordenado por pesquisadores do CENPES. Seu resultado pode ser uma patente industrial ou uma inovação em sistema, por meio da obtenção de novo procedimento ou especificação. Já a etapa de disponibilização/incorporação de nova tecnologia tem por objetivo assegurar o seu uso na Companhia, sendo realizada por meio de diversas práticas, como publicações internas, emissão de especificações técnicas, workshops, relatórios, etc. Quanto às atividades de assistência técnica e científica, são realizadas por pesquisadores e técnicos, com o fim de solucionar problemas operacionais complexos e com elevado grau de dificuldades nas unidades da Companhia.

Contratação de pesquisas externas pelo CENPES

Após a abordagem sobre o funcionamento do processo de gestão de pesquisas na PETROBRAS, esta seção apresenta uma visão consolidada das pesquisas externas contratadas pelo CENPES, de 1992 a 2009, com universidades e instituições de pesquisas. Os dados foram compilados pelo IPEA, e se encontram em sua base de dados no âmbito do projeto de pesquisas conveniado com a PETROBRAS (IPEA, 2010). Os dados selecionados para esta avaliação referem-se ao número de contratos realizados e seu valor, apresentados segundo três aspectos: a evolução das contratações no período, a consolidação de todos os contratos por áreas e programas da Companhia, e a relação das universidades e instituições de pesquisas que desenvolveram as pesquisas contratadas pelo CENPES.

A evolução anual dos contratos se encontra na Tabela 1, com dados de 1992 a 2009. A partir do primeiro ano as parcerias do CENPES com instituições pas-

saram a ser efetivados por meio de contratos, permitindo dispor-se de registros com informações básicas sobre as pesquisas contratadas. O total de pesquisas encomendadas alcançou 3.963, no período 1992-2009, no valor total de R\$ 3,3 bilhões, a preços correntes. Analisando a série de dados, observa-se que o primeiro crescimento importante ocorreu em 2000, quando o número de contratos passou de 70, em 1999, para 307 naquele ano, mantendo-se em torno desse patamar até 2004. A partir de 2005 ocorreu nova elevação, para 435 projetos; nesse ano, as duas maiores áreas demandantes de pesquisas foram: Exploração de Petróleo, com 22 projetos no valor de R\$ 41,7 milhões, e o Programa Tecnológico de Transporte, com 35 projetos no valor de R\$ 39,7 milhões. Registra-se elevação novamente, em 2006, para 816 projetos, ano que corresponde também ao valor máximo anual despendido em contratos na série, ou seja, R\$ 1,018 bilhão. Nesse ano, as duas maiores áreas demandantes de pesquisas foram Exploração de Petróleo, com 79 projetos, no valor total de R\$ 127,6 milhões, e o Programa Tecnológico de Recuperação Avançada de Petróleo, com R\$ 50,9 milhões. Em 2008, ocorreu forte elevação em relação a 2007, sendo as duas principais áreas demandantes: Exploração de Petróleo, com 62 projetos no valor de R\$ 98,8 milhões, e a área de Engenharia Naval, com 38 projetos, no valor de R\$ 116,8 milhões.

TABELA 1
CENPES - Pesquisas externas contratadas com universidades e institutos de pesquisas (1992-2009)

(Valores em R\$ milhões correntes)

Ano	Nº de contratos	Valor total dos contratos
1992-1995	16	2,9
1996	22	2,1
1997	61	8,7
1998	92	9,2
1999	70	12,2
2000	307	33,2
2001	308	71,4
2002	240	78,6
2003	329	108,1
2004	318	148,6
2005	435	349,1
2006	816	1.018,8
2007	346	494,4
2008	507	806,6
2009	96	185,9
TOTAL	3.963	3.330,0

Fonte dos dados: CENPES, Ipea (2010); elaboração do autor.

A seguir, a Tabela 2 apresenta a distribuição dos 3.963 projetos contratados entre 1992 e 2009, segundo sua distribuição por áreas e programas. Das áreas principais identificadas, o maior número de pesquisas e o maior valor total se encontram nas áreas de Exploração de Petróleo e de Engenharia Naval. A área de Exploração contratou 258 projetos de pesquisas no período, no valor total de R\$ 322,2 milhões. A prioridade em Exploração reflete os intensos esforços de prospecções de petróleo e perfurações nos últimos 20 anos, nas bacias sedimentares brasileiras no mar. Alguns exemplos de pesquisas de maior valor executadas na área são: i) implantação, no Observatório Nacional, de um *pool* de equipamentos de geofísica para projetos de pesquisa e desenvolvimento no âmbito da Rede Temática de Geotectônica; ii) implantação de sistema instrumental integrado para monitorar, processar, arquivar, assimilar e distribuir dados de posicionamento horizontal e vertical de alta precisão, oriundos de estações GNSS (*Global Navigation Satellite Systems*); iii) estabelecimento de modelos explicativos de eventos oceanográficos relacionados à produtividade primária e à acumulação e/ou preservação de matéria orgânica; iv) pesquisa de tecnologias para o desenvolvimento de soluções de manipulação, tratamento, análise e visualização das áreas de Exploração e Produção de hidrocarbonetos; v) projeto de monitoramento contínuo da atividade sísmica das regiões Sul e Sudeste, por intermédio da implantação de rede sísmográfica, com o objetivo geral de definir o padrão sísmológico da margem continental.

TABELA 2
CENPES - Pesquisas externas contratadas, por áreas e programas (1992-2009)

(Valores em R\$ milhões correntes)

Áreas/Programas	Nº de contratos	Valor total dos contratos
Exploração de petróleo	258	322,2
Produção – Poço	149	29,4
Águas Profundas	147	26,1
Programa Tecnológico de Recuperação Avançada de Petróleo – Pravap	134	99,6
Química e Avaliação de Petróleos	134	98,6
Engenharia Naval	129	220,6
Processamento, Instalações de Superfície e Medição	127	29,1
Programa Tecnológico de Transporte – Protran	127	120,6
Tecnologias de Refino	125	21,4

continua

continuação

Áreas/Programas	Nº de contratos	Valor total dos contratos
Meio Ambiente	111	41,1
Engenharia Submarina de Produção	110	151,0
Programa Tecnológico de Meio Ambiente – Proamb	100	83,8
Programa Tecnológico de Otimização e Confiabilidade - Protec	100	86,5
Processamento e Medição	99	131,3
Projetos Internos	94	62,5
Elevação e Escoamento	82	100,5
Programa Tecnológico de Águas Profundas – Procap	76	39,1
Dutos	73	8,8
Meio Ambiente	72	82,3
Programa Tecnológico de Óleos Pesados – Propes	69	30,9
Biotecnologia e Biotratamentos	66	12,4
Novas Fronteiras Exploratórias	64	10,4
Reservas e Reservatórios	64	10,4
Distribuição, Logística e Transporte	61	52,2
Lubrificantes, Asfaltos e Produtos Especiais	60	44,8
Tecnologia de FCC	60	64,6
Gás Natural	58	18,5
Engenharia de Poço	52	85,8
Biotecnologia e Tratamentos Ambientais	49	55,8
Manutenção e Inspeção	49	155,3
Hidrorrefino	48	64,2
Avaliação e Monitoramento Ambiental	47	22,0
Programa Tecnológico de Gás Natural – Progas	44	27,7
Programa Tecnológico de Energias Renováveis – Proger	43	21,2
Programa Tecnológico de Inovação em Combustíveis - Inova	40	57,9
Programa Tecnológico para a Mitigação de Mudanças Climáticas – Proclima	40	31,9

continua

continuação

Áreas/Programas	Nº de contratos	Valor total dos contratos
Programa Tecnológico de Refino – Proter	28	19,8
Programa Tecnológico de Modelagem de Bacias - Promob	16	14,1
Programa Tecnológico em Fronteiras Exploratórias - Profex	15	26,6
Prog. Tecnol. p/ o Desenv. da Produção de Reservatórios do Pré-sal – Prosal	15	15,4
Outras áreas	361	170,3
Não Informado	367	563,2
TOTAL	3.963	3.330,0

Fonte dos dados: CENPES, Ipea (2010); elaboração do autor.

Na área de Engenharia Naval foram desenvolvidos projetos de alto valor em termos dos investimentos aplicados, envolvendo: a concepção de novas plataformas de produção de petróleo e gás natural; procedimentos de instalação de tubulações submarinas; estudos para a construção da boia de subsuperfície para suporte de *risers*; novos fios e cabos sintéticos para plataformas, entre outros estudos. Como exemplos de estudos executados e de instalações de laboratórios citam-se: i) instalação do sistema de geração de correnteza do tanque oceânico existente no Laboratório de Tecnologia Oceânica - Laboceano, da Coordenação dos Programas de Pós Graduação em Engenharia (atual Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia) (COPPE/UFRJ); ii) desenvolvimento de projeto de concepção de plataforma do tipo Monocoluna para produção em completação seca que consiga atender às especificações técnicas para operação em águas ultraprofundas, de até 3.000 metros, economicamente viável e com maior segurança; iii) desenvolvimento da integração da inteligência em Mecânica Computacional e Visualização Científica da PETROBRAS e Comunidade Científica, compondo o Sistema Galileu para a solução dos grandes desafios presentes e futuros da indústria de petróleo, gás natural e energia; iv) Rede Temática em Computação Científica e Visualização Núcleo USP (Universidade de São Paulo) para a implantação do calibrador hidrodinâmico e nova infraestrutura do Tanque de Provas Numérico; v) realização de serviços para a criação do Núcleo de Estudos de Manobras e Movimentos de Navios no Mar.

Passando à análise das contratações com instituições de pesquisas, a Tabela 3 relaciona as 25 universidades com maior número de contratos assinados com o CENPES e os respectivos valores totais, além do valor total dos 886 demais contratos assinados com outras instituições de pesquisa no período.

TABELA 3
CENPES - Universidades e instituições de pesquisas contratadas (1992-2009)

(Valores em R\$ milhões correntes)

Áreas	Nº de contratos	Valor total dos contratos
UFRJ - Universidade Federal do Rio de Janeiro	994	741,1
PUC-RIO - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro	477	417,3
UNICAMP - Universidade Estadual de Campinas	190	122,4
USP - Universidade de São Paulo	154	131,0
UFRN - Universidade Federal do Rio Grande do Norte	151	108,0
IPT - Instituto de Pesquisas Tecnológicas do Estado de São Paulo S.A.	134	93,0
UFRGS - Universidade Federal do Rio Grande do Sul	112	79,7
UFSC - Universidade Federal de Santa Catarina	95	80,0
UFF - Universidade Federal Fluminense	88	74,7
UFBA - Universidade Federal da Bahia	77	62,0
COPPETEC - Fundação Coordenação de Projetos, Pesquisas e Estudos Tecnológicos	76	27,1
UFPE - Universidade Federal de Pernambuco	59	51,0
INT - Instituto Nacional de Tecnologia	54	52,2
UFC - Universidade Federal do Ceará	54	29,2
UERJ - Universidade do Estado do Rio de Janeiro	46	39,4
UFPR - Universidade Federal do Paraná	40	22,5
UENF - Universidade Estadual Norte Fluminense Darcy Ribeiro	37	40,5
BIORIO - Fundação Bio-Rio	36	13,5
UFS - Universidade Federal de Sergipe	34	53,4
CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica	32	4,6
UNIFACS - Universidade Salvador	31	19,2
FAURGS - Fundação de Apoio da Universidade Federal do Rio Grande do Sul	30	11,4
UFES - Universidade Federal do Espírito Santo	30	63,1
UFU - Universidade Federal de Uberlândia	30	16,0
Outras universidades e instituições de pesquisa	886	820,2
TOTAL	3.947	3.172,6

Fonte dos dados: CENPES, Ipea (2010); elaboração do autor.

Como se observa, a Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) é a instituição com maiores valores recebidos da PETROBRAS, tendo realizado cerca de 1.000 contratos com o CENPES, em uma parceria que se desenvolve desde os primeiros anos de funcionamento do CENPES. Seguem-se, em valor total dos contratos, a PUC-RIO, a USP e a UNICAMP. Nos últimos 20 anos, grande parte dos recursos aplicados na UFRJ foi direcionada para a criação de infraestrutura de pesquisas científicas. Os exemplos a seguir representam alguns dos projetos de maior valor assinados entre CENPES e a UFRJ: i) implantação da infraestrutura de computação de alto desempenho para o nó da COPPE/UFRJ da Grade BR com capacidade entre 50 a 60 TFlop/s; ii) implantação de um laboratório de referência para o estudo da corrosão em sistemas com escoamento multifásico, o Laboratório de Ensaios Não-Destrutivos e Corrosão da COPPE/UFRJ (LNDC), para a construção de um *loop* com bombeio multifásico (gás natural, petróleo e água); iii) construção de Unidade Piloto de Preparo de Catalisadores/Procat da Universidade Federal do Rio de Janeiro, no Parque Tecnológico de Santa Cruz; iv) implantação de infraestrutura do laboratório de tecnologia de engenharia de poços na COPPE/UFRJ; v) implementação de Laboratório de Qualificação de Conectores Mecânicos e *Risers* para Águas Profundas na COPPE /UFRJ.

2.4. Políticas e ações para a formação e capacitação de recursos humanos

As ações para a capacitação de pessoal para o setor de petróleo começaram antes da criação da PETROBRAS, ainda na década de 1940, por iniciativa do Conselho Nacional do Petróleo (CNP), então responsável pelas explorações governamentais e pela definição das diretrizes de políticas públicas para o setor. Naqueles anos, para impulsionar as prospecções de petróleo, após as primeiras descobertas no Recôncavo Baiano, em 1939-1942, o CNP passou a importar os conhecimentos necessários, por meio da contratação de instrutores norte-americanos para atuar no treinamento de turmas de geólogos, sismólogos, intérpretes de aerofotogrametria, geofísicos e outros profissionais brasileiros. Foram ainda enviados estudantes brasileiros aos Estados Unidos para cursos de Engenharia de Petróleo, nas áreas de perfuração e produção. Essas iniciativas para a transferência de conhecimentos iriam facilitar a criação da PETROBRAS, nas palavras de Moura e Carneiro (1976, p. 247) por permitirem “formar o núcleo da indústria petroleira nacional, ao instituir uma escola de profissionais brasileiros treinados nos complexos trabalhos do petróleo”.

Em 1952, o CNP criou o Setor de Supervisão e Aperfeiçoamento Técnico (SSAT) para estruturar os cursos técnicos de formação de pessoal em operações de refino de petróleo e facilitar a contratação de professores estrangeiros. O SSAT organizou cursos com base em conhecimentos e padrões adotados pelas empresas petroleiras mundiais, como o Curso Especial de Engenharia de Petróleo, criado em 1952, na Escola Politécnica da Universidade Federal da Bahia, em Salvador,

que se constituiu no primeiro curso para formar engenheiros de perfuração e de produção. No mesmo ano, foi organizado na Universidade do Brasil, no Rio de Janeiro, o primeiro Curso de Refinação de Petróleo, depois Curso de Engenharia de Processamento, com disciplinas relacionadas à engenharia química e de processamento de petróleo, com o objetivo de capacitar quadros técnicos para a operação das refinarias Landulpho Alves (Mataripe, BA) e Presidente Bernardes (Cubatão, SP). O curso foi estruturado e dirigido por professores provenientes de universidades e empresas petroleiras do exterior, em convênio com a Escola Nacional de Química da Universidade do Brasil.⁶⁴

Após a criação da PETROBRAS, a criação do CENAP deu início ao processo de interação da Companhia com as universidades. A entrada nos quadros técnicos da empresa ocorreria somente por concurso público de âmbito nacional, com o objetivo de recrutar talentos em todo o País. As primeiras turmas de engenheiros foram capacitadas por professores de petróleo norte-americanos, em cursos de nove a doze meses de duração, que também treinaram professores brasileiros para dar prosseguimento aos cursos de capacitação de engenheiros e demais especialidades requeridas, como geólogos e geofísicos.⁶⁵

Para suprir a falta de profissionais especializados em petróleo para as atividades operacionais da PETROBRAS foram contratados engenheiros, geofísicos, geólogos, engenheiros de reservatórios e outros profissionais estrangeiros, a maioria de procedência norte-americana. O total de profissionais estrangeiros contratados passou de 22, em 1955, para 68, em 1960, superando os de origem nacional, que eram procedentes, principalmente, da Escola de Minas de Ouro Preto. Dessa escola de formação de engenheiros de minas e engenheiros metalúrgicos originaram-se os primeiros profissionais para trabalhar em geologia e geofísica na Companhia. A partir de 1961 diminuiu a contratação de engenheiros e geofísicos estrangeiros, como resultado das primeiras turmas de engenheiros e geólogos formados nas universidades do País. O crescimento da contratação de pessoal formado nas universidades nacionais permitiu organizar na empresa a primeira turma de geofísicos brasileiros (Moura e Carneiro, 1976; Almeida, 1990).

Em meados da década de 1950 havia necessidade da contratação de centenas de geólogos, porém havia escassez de pessoal especializado nessa área, pois existia um único curso, na Universidade de São Paulo. As demandas de geólogos da Companhia levaram à instituição pelo governo federal, em 1957, da Campanha de Formação de Geólogos, que resultou na criação de cursos regulares de Geologia em Ouro Preto, São Paulo, Porto Alegre, Rio de Janeiro, Recife, Brasília e em outros estados.

64. A primeira turma formou-se em 1953, com nove diplomados (Caldas, 2005).

65. José Paulo Silveira, entrevista ao autor (julho de 2011).

O CENAP instituiu, em 1958, o Curso de Manutenção de Equipamentos de Petróleo, com professores do Instituto Tecnológico da Aeronáutica (ITA). Em 1959, foi instituído o Curso de Engenharia de Reservatórios, ministrado por empresa estrangeira especializada. Os cursos tinham a duração de doze a dezoito meses, exceto o curso de Geologia, com duração de dois anos (Almeida, 1990; Caldas, 2005).

A aproximação com as universidades continuou nos anos seguintes. Em 1957, foi instalado na Universidade da Bahia, em Salvador, o Curso de Geologia de Petróleo, estruturado e dirigido por professor norte-americano. No Rio de Janeiro foi criado, na Universidade do Brasil, o Curso de Perfuração e Produção, dirigido por professor colombiano com formação profissional nos Estados Unidos. Como as turmas incluíam engenheiros de várias especialidades, havia um período probatório e de nivelamento de três meses, antes do curso regular. O Curso de Refinação de Petróleo foi estendido para o Nordeste, instalado, em 1963, na Refinaria Landulpho Alves como Curso de Refinação do Nordeste. Devido à baixa disponibilidade de engenheiros químicos, o curso aceitava matrícula de engenheiros de qualquer especialidade, até 1966. Em 1964, o Curso de Refinação foi redenominado Curso de Engenharia de Processamento (Cenpro), acrescido de disciplinas da área de petroquímica (Caldas, 2005; Almeida, 1990).

Para as capacitações de nível médio os cursos eram descentralizados: cada região geográfica formava seus cursos de acordo com a existência de escolas técnicas locais e as necessidades de treinamentos específicas nas diversas áreas, que incluíam topografia, sísmica, perfuração, entre outras. Caldas (2005) informa que foram capacitados 20.000 técnicos de nível médio na década de 1950. Dois Centros de Formação Profissional (CEFAT) foram instituídos: um em Candeias (BA), na década de 1950, e outro em Cubatão (SP), na década de 1960.

O número de profissionais de nível superior elevou-se rapidamente com a intensificação das atividades de refinação e de exploração. No refino, a PETROBRAS colocou em operação as refinarias de Cubatão (1955), Duque de Caxias (1961), a Fábrica de Asfalto de Fortaleza (ASFOR), em 1966, e as refinarias Gabriel Passos (REGAP), em Betim, MG, e Alberto Pasqualini (REFAP), em Canoas (RS), inauguradas em 1968 (Anexo 1). Na área de exploração de petróleo, a partir da segunda metade dos anos 1950 e na década seguinte foram realizadas centenas de mapeamentos geológicos, estudos geofísicos e sísmicos e perfurações na Amazônia, em Sergipe-Alagoas e no Recôncavo Baiano, em outras bacias e na plataforma continental, conforme Moura e Carneiro (1976, p. 307-352). As intensas atividades no refino e na exploração exigiam a contratação crescente de especialistas e a capacitação para a operacionalização de refinarias e a prospecção de petróleo. Foram contratados professores nas universidades brasileiras para

continuar os trabalhos de formação de diversas turmas de especialistas, ao lado de instrutores da PETROBRAS, que receberam treinamento nas primeiras turmas e continuaram os trabalhos de formação de pessoal após o encerramento dos contratos dos professores estrangeiros (Silveira, 2011).

O número total de funcionários da PETROBRAS mais que dobrou em dez anos, passando de 17.514 pessoas, em 1958, para 36.048, em 1967; os técnicos de nível superior passaram de 614, em 1958, para 2.358, em 1967. Na área de capacitação, Caldas (2005) registra os seguintes resultados, de 1955 a 1964: o número de técnicos que concluíram cursos de formação em refinação, petroquímica, geologia, perfuração e produção e manutenção de equipamentos totalizou 676 pessoas; em cursos de aperfeiçoamentos no exterior, o número de técnicos alcançou 138.

Pelos números de pessoal capacitado até 1964 observa-se que o CENAP teve papel decisivo na formação técnica do pessoal necessário às ações de exploração de petróleo e de produção de derivados. A partir de 1º de janeiro de 1966, o CENPES substituiu o CENAP na função de instituição de P&D da PETROBRAS, ficando as atividades de formação de pessoal centralizadas na Divisão de Treinamento (DITRE) do Setor de Pessoal (SEPES) da Companhia. O SEPES recebeu a atribuição de órgão central para a execução da política de capacitação de pessoal. As iniciativas nessa área continuariam a ser supletivas em relação ao sistema educacional do País pelo tempo necessário, complementadas com a intensificação do relacionamento com as universidades para a obtenção dos profissionais necessários à expansão das atividades da indústria do petróleo.

No desenvolvimento das atividades de formação de pessoal do CENPES, Silveira (2011) chama a atenção para um aspecto primordial que permitiu alcançar altos níveis de excelência em capacitação, além da exigência de concurso público: a constância de propósitos na área de pessoal técnico, por meio de cursos mantidos permanentemente, com vistas à alocação contínua, nas refinarias e nas plataformas, do pessoal treinado. Ocorreu, ainda, fenômeno importante nessa área: a continuidade dos cursos engendrou processo permanente de transmissão e de nivelamento de conhecimentos, sem defasagem significativa entre os especialistas formados em anos anteriores e os recém-formados que iniciavam curso de capacitação. O fluxo contínuo de pessoas em cursos anuais manteve o processo de aporte de conhecimentos por parte dos novos contratados, e aumentou a velocidade de transmissão de conhecimentos; o envio constante de técnicos para aperfeiçoamentos e pós-graduação no exterior manteve número permanente de profissionais em universidades de relevo. Foi ainda dada ênfase a cursos internos de reciclagem para a atualização dos contratados em anos anteriores, por meio de pessoal técnico da própria Companhia. Criaram-se também mecanismos internos

de transmissão de conhecimentos e de reciclagem interna, por meio da participação de técnicos treinados na capacitação de colegas.

Em 1974, o SEPES foi reformulado, quando as ações de treinamento de pessoal ficaram a cargo da nova Divisão de Planejamento e Estudos Pedagógicos (DIDEP), composto de diversos setores incumbidos do planejamento de ações de longo prazo em recursos humanos, do programa anual de atividades de pesquisas e de produção de material de ensino. A execução dos programas de ensino de nível superior, que incluía um setor responsável por programas de aperfeiçoamento realizados no exterior, ficou a cargo da nova Divisão de Ensino (DIVEN).

A partir de 1976 foram criados cursos mais curtos, destinados à especialização e à atualização de pessoal de formação superior, os chamados Cursos Avançados I e II, ministrados por engenheiros da Companhia e por professores universitários do Brasil e do exterior. Após cinco anos de atuação, dos 5.569 engenheiros da PETROBRAS, 3.938 concluíram o Curso Avançado I, e 1.068 o Curso Avançado II.

Interação com a universidade

A decisão de que as atividades de pesquisas da PETROBRAS se desenvolvessem em articulação com as pesquisas universitárias é anterior à própria criação do CENPES. Como foi comentado, os primeiros cursos na área de petróleo criados pela PETROBRAS foram resultado de convênios com a Universidade da Bahia e a Universidade do Brasil.

O primeiro convênio assinado pela PETROBRAS com uma universidade ocorreu com a COPPE/UFRJ, em 1967, no ano seguinte ao do início das atividades do CENPES, por meio de apoio financeiro recebido do Fundo Tecnológico (FUNTEC) do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico (BNDE).⁶⁶ Como resultado do convênio, os engenheiros da PETROBRAS, que já participavam da primeira turma de pós-graduação da COPPE, iniciada em 1963, montaram nessa instituição o primeiro laboratório de pesquisas do Programa de Engenharia Química, e desenvolveram atividades de orientação de teses e de publicação de artigos técnicos no Brasil e no exterior. Essa parceria inicial foi a origem do intenso intercâmbio que se desenvolveu entre a PETROBRAS e a COPPE para a realização de pesquisas e o desenvolvimento de equipamentos e processos (Leitão e Santos, 1979, cit. em Leitão e Fonseca, 1988).

Após as primeiras descobertas de grandes acumulações de petróleo na Bacia de Campos, em 1974-1976, aumentaram as atividades de exploração e de desen-

66. Em 1982, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico (BNDE) passou a se chamar Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES).

volvimento da produção. A PETROBRAS teve que formar uma nova geração de profissionais, com especializações em várias áreas, para dar conta de grande expansão que se iniciava com os novos campos na Bacia de Campos e para equipar as plataformas com pessoal especializado. A ampliação das explorações exigiu o aumento de contratações de mão de obra especializada em engenharia de petróleo, engenharia de reservatórios, avaliação de formações, geofísica, química de fluidos de perfuração, entre outros, e de engenheiros de processamento para as refinarias e petroquímicas.⁶⁷

Para isso foram ampliados os convênios com universidades e aumentada a incorporação de alunos do último ano dos cursos de formação das carreiras ligadas à cadeia do petróleo. Entre alguns convênios está o realizado, em 1975, com a Escola de Química da UFRJ para a formação de engenheiros de processamento; no mesmo ano, foram realizados convênios com a Universidade Federal da Bahia (UFBA) e com a Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS) para a formação de engenheiros de processamento petroquímico e de manutenção, destinados aos pólos petroquímicos da Bahia e do Rio Grande do Sul. Em 1977, foi firmado convênio com a UFRJ para a criação do Curso de Engenharia Elétrica. Para a formação de recursos humanos nas áreas de exploração e produção foram realizados convênios com a UFRJ para a implantação de cursos de Análise Matricial de Estruturas *Offshore*, em 1978, 1980 e 1981, e com a Universidade de Campinas para a formação de mestres em Engenharia de Petróleo e em Geoengenharia. Em 1980, foi firmado convênio com a UFBA para a formação de mestres e doutores em geofísica.

Além da interação com universidades no Brasil, a PETROBRAS também praticou o treinamento em nível de especialização e/ou mestrado, em áreas consideradas estratégicas para seus profissionais em tradicionais universidades no exterior, com reconhecida contribuição à indústria do petróleo. Nos primeiros anos da década de 1980 seriam treinados os primeiros profissionais em nível de doutoramento no exterior, os quais se tornariam peças fundamentais na constituição de alguns dos cursos em nível de mestrado e doutorado em convênios com universidades brasileiras (Caetano Filho, 2012).

Na década de 1980 foram realizados convênios para a implantação de Cursos de pós-graduação em universidades, como o de Geofísica, na Universidade Federal da Bahia (UFBA) e cursos de mestrado e de doutorado em Engenharia de Petróleo com a Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP), além da instalação do Centro de Estudos do Petróleo (CEPETRO), em 1987 (ComCiência, 2002b). A formação dos primeiros mestres em geologia de reservatórios foi possível por meio de convênio, em 1983, com a Universidade Federal de Ouro

67. Engenheiro João Carlos de Luca, entrevista ao autor (agosto de 2011).

Preto (UFOP). Na mesma época, foi realizado convênio com a UFRGS para o curso de Estratigrafia (simplicadamente, estudo da sequência vertical das camadas rochosas).

A PETROBRAS reorganizou a área de recursos humanos, em 1987, por meio da criação de dois Centros de Desenvolvimento de Recursos Humanos, no Rio de Janeiro (CEN-SUD) e na Bahia (CEN-NOR). O modelo de treinamento baseava-se nas seguintes ações: capacitação profissional inicial para recém-formados; aperfeiçoamento para o aprofundamento de conhecimentos para empregados já engajados no trabalho; especialização e capacitação de empregados para difundir tecnologias avançadas; cursos de pós-graduação em programas de mestrado e doutorado para a elaboração de projetos e atividades de pesquisa de alto nível na fronteira do conhecimento. Finalmente, na década de 1990, foi adotado o modelo de Universidade, destinado à “formação, aperfeiçoamento, especialização e pós-graduação de profissionais da PETROBRAS no Brasil e no exterior” (Caldas, 2005, p. 91).

No Departamento de Engenharia Química da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo foi instituído, em convênio com a PETROBRAS, um curso de mestrado voltado à automação, com ênfase no processo de refino. O curso durou de 1988 a 1990 e formou 42 engenheiros da empresa, tendo sido os trabalhos de dissertação, em grande parte, transformados em tecnologias adotadas pela Companhia (Salerno e Freitas, 2010).

Com a queda do monopólio estatal do petróleo, em 1997, a PETROBRAS passou a competir com petroleiras privadas, havendo necessidade de se retomar o processo de contratação de pessoal técnico (efetivado a partir de 2000), que se encontrava suspenso desde 1990. Foram encerrados os convênios com a UFBA, com a UFOP, com a UFRS e com a UNICAMP; a matrícula dos alunos passou a ser realizada nos cursos existentes nas universidades em vez de cursos exclusivos para a PETROBRAS.

No início de 2000, a partir do Departamento de Recursos Humanos (DRH), foi instituída a Universidade Corporativa PETROBRAS, no Rio de Janeiro, composta do Núcleo Bahia e da Divisão de Desenvolvimento de Recursos Humanos (DIDEN). Em 2005, evoluiu-se para a instituição da Universidade PETROBRAS após a reorganização do DRH, efetivando-se o estreitamento dos vínculos com a alta direção da Companhia. Um dos objetivos foi preparar a PETROBRAS para a posição de empresa multinacional de energia. Foram criadas as Escolas de Ciência e Tecnologia e a Escola de Gestão de Negócios.

Ao avaliar os convênios da PETROBRAS com universidades, Silveira (2011) considera que, não obstante alguns deles não terem alcançado resultados positivos, e terem ocorrido interrupções em alguns anos das décadas de 1980

e 1990, funcionaram proveitosamente em áreas como geologia e exploração e produção. Uma das bases do seu bom funcionamento pode ser encontrada no ecletismo adotado na formação das turmas de pós-graduação e do corpo de professores: as turmas eram constituídas por alunos da PETROBRAS, de universidades e estudantes estrangeiros; para o corpo docente eram contratados professores da universidade e professores visitantes estrangeiros; as teses de mestrado e de doutorado tinham a orientação de professores da universidade e de um profissional da companhia como coorientador, que servia de ponte entre a orientação científica acadêmica e as necessidades objetivas da PETROBRAS em termos de conhecimentos, informações e conhecimentos práticos, em suas diversas áreas de atuação. A ideia era suprir a Companhia com mestres e doutores que haviam tido a oportunidade de absorver conhecimentos decorrentes da interação entre a universidade e professores estrangeiros visitantes. A presença de um profissional da Companhia na orientação da tese aumentava a rapidez no processo de inserção do estudante nas atividades profissionais, especialmente porque as teses eram voltadas para os objetivos e necessidades da PETROBRAS. Esse processo apresentou descontinuidades em alguns momentos das décadas de 1980 e 1990, mas o desdobramento final foi a criação da Universidade Corporativa PETROBRAS.

PARTE III

Explorações, Completações e Avanços Tecnológicos na Produção de Petróleo *Offshore*

CAPÍTULO 3

DETERMINANTES DAS TECNOLOGIAS DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO *OFFSHORE*

Os estudos que tratam dos processos de inovações tecnológicas voltados à exploração e à produção de petróleo em águas profundas evidenciam as complexidades envolvidas na geração e na aplicação de tecnologias naquelas atividades. Os esforços em pesquisa e desenvolvimento (P&D) destinados à obtenção de novos equipamentos e sistemas para a produção de petróleo em novas fronteiras no mar demandam o concurso de amplo e variado conjunto de disciplinas e ciências, e a participação de extenso número de instituições de pesquisa. Igualmente, as experimentações em campo de novos equipamentos para a exploração e a produção de petróleo *offshore* ocorrem em condições complexas de instalação e observação no fundo do mar, e a longas distâncias da costa marítima, que intensificam as dificuldades no desenvolvimento tecnológico de equipamentos e sistemas para as atividades petrolíferas no mar.

As complexidades e os altos custos na produção de petróleo em novas fronteiras no mar levaram as empresas petroleiras, ao longo do contínuo avanço das explorações *offshore*, a adotar ações cooperativas, por meio de esforços conjuntos de pesquisas e desenvolvimento. Para viabilizar a obtenção de novos ou aprimorados equipamentos e sistemas de exploração e de produção *offshore*, as empresas formaram redes de pesquisas, envolvendo as próprias petroleiras, universidades, instituições de pesquisas, empresas industriais fornecedoras de equipamentos e firmas fornecedoras de serviços. O primeiro exemplo importante se encontra no Golfo do México, nas décadas de 1940-1950, quando o avanço das explorações para áreas distantes das costas resultou na descoberta de jazidas de petróleo de difícil extração no mar: ao se depararem com as dificuldades na produção de petróleo nas novas áreas, as empresas petroleiras criaram seus próprios centros de P&D e se associaram a instituições científicas, universidades e empresas detentoras de capacitação e conhecimentos para o desenvolvimento das inovações requeridas na exploração e produção *offshore*.

A associação entre empresas petroleiras e instituições de ciência e tecnologia originou, no decorrer de mais de 70 anos de desenvolvimentos tecnológicos na exploração e produção de petróleo *offshore* (1940-2012), inovações radicais,

essenciais ao avanço em águas profundas e ultraprofundas.⁶⁸ São os casos de navios-sonda, de plataformas de Posicionamento Dinâmico, de árvores de natal molhadas (árvores de válvulas, instaladas no leito marinho), de equipamentos de separação dos fluxos de petróleo-gás-água no próprio leito submarino, de *risers* (dutos) flexíveis resistentes à altas pressões, da sísmica tridimensional (3-D), entre outras inovações. Foram efetivados, ainda, processos contínuos de inovações incrementais, por meio de adaptações e aprimoramentos em equipamentos e sistemas de prospecção, perfuração, extração, produção e transportes, com o objetivo de viabilizar a produção em novas áreas marítimas, solucionar problemas técnicos específicos ou reduzir custos operacionais e com investimentos.

Dadas a complexidade e a variedade dos processos de P&D e de inovações tecnológicas na exploração e na produção de petróleo no mar, para o melhor entendimento dos seus fundamentos e de sua importância torna-se necessário avançar em uma sistematização, que faça a conexão entre, de um lado, as condições físicas e ambientais em que se efetivam aquelas atividades e, de outro, as inovações empreendidas como resultado e exigências daquelas condições. A categorização pode tornar mais transparente e proporcionar uma visão geral dos processos de indução de tecnologias nas atividades petrolíferas *offshore*, contribuindo para traduzir, em termos simplificados, uma realidade complexa.

3.1. Desafios tecnológicos na produção de petróleo em águas profundas

Algumas características das atividades de petróleo *offshore* mostram, pelos desafios tecnológicos que geram, que não é possível o avanço nas explorações⁶⁹ e na produção em águas profundas sem a permanente conquista de novos conhecimentos e inovações. Esse ponto deve ser enfatizado, em razão da posição singular que as inovações ocupam nas atividades petrolíferas, tipificadas como *inovações de processo*.⁷⁰ A

68. Nos processos de desenvolvimentos tecnológicos, algumas inovações são caracterizadas por mudanças radicais, enquanto outras realizam mudanças menores, incrementais. Segundo Schumpeter, inovações radicais engendram rupturas mais intensas, enquanto inovações incrementais dão continuidade aos processos de mudanças nos produtos e nas atividades produtivas (Manual de Oslo, parágs. 76, 106, OECD, 1997).

69. A exploração de petróleo envolve três fases consecutivas: a) prospecções, por meio do uso de métodos geológicos, geofísicos e sísmicos, entre outros, para o estudo das estruturas do subsolo favoráveis à existência de petróleo; b) perfurações, para a verificação da existência de acumulações de hidrocarbonetos em determinado local; c) avaliação de formações, para a verificação do potencial de produção de uma acumulação de petróleo descoberta (Thomas, 2004).

70. Simplificadamente, *inovação de produto* é a "introdução de um bem ou serviço novo ou significativamente melhorado no que concerne a suas características ou usos previstos"; *inovação de processo* é a adoção de um método de produção ou distribuição novo ou significativamente melhorado nas operações da empresa, incluindo mudanças significativas em técnicas, equipamentos e *softwares* (Manual de Oslo, parágrafos 156, 163). Nas atividades desenvolvidas por empresas petrolíferas, as inovações constituem-se em *inovações de processo*, uma vez que seu foco são os aprimoramentos na extração, produção e transporte de petróleo e gás natural, e não a obtenção de um novo produto ou produto aprimorado. Na cadeia do petróleo, *inovações de produto* ocorrem, por exemplo, no segmento de produção de derivados, como no caso do desenvolvimento de um combustível com maior rendimento energético ou menos poluente. Há ainda duas outras modalidades de inovação: inovação de *marketing* e inovação *organizacional*. Um exemplo de inovação organizacional, no campo das análises deste livro, encontra-se na criação, pela PETROBRAS, em 1986, do programa de capacitação tecnológica PROCAP (Capítulo 6).

indissociabilidade e as estreitas relações entre inovações de processo e os avanços na produção de petróleo no mar derivam de três especificidades ou características da produção marítima de petróleo, que diferenciam fortemente as exigências de inovações tecnológicas das atividades petrolíferas *offshore* em relação aos demais setores econômicos, em termos da diversidade exigida de novos conhecimentos. As especificidades, que resultam em alto grau de dificuldades técnicas na exploração e na produção de petróleo, são:

- I. as condições prevalentes no clima, no ambiente marinho e nas rochas abaixo do leito oceânico;
- II. as grandes distâncias entre as plataformas e os poços no fundo do oceano, e entre as plataformas e o continente;
- III. a invisibilidade das operações no mar.

A combinação das três características - que representam, em grandes linhas, as condições físicas e ambientais presentes na produção e na exploração de petróleo no mar - torna os requisitos de inovações de processo e de combinação de equipamentos, sistemas e procedimentos operacionais nas atividades petrolíferas no mar absolutamente únicos na história do desenvolvimento da moderna tecnologia.⁷¹ Para cada uma das três condições, que ocorrem simultaneamente na produção de petróleo *offshore*, podem ser identificados os desafios e as inovações específicas requeridas, como se analisa a seguir.

Condições prevalentes no clima, no ambiente marinho e nas rochas

Fatores como a velocidade dos ventos, a altura das ondas, as direções das correntes marinhas, as tempestades, as pressões hidrostáticas decorrentes da coluna d'água, as baixas temperaturas no fundo do mar, a natureza maleável da camada de sal, as condições estruturais do solo marinho, a composição e o grau de porosidade das rochas sedimentares, entre outros, constituem fenômenos ou características das naturezas marinha, climática e geológica que, ao impor dificuldades técnicas, muitas de alta complexidade, determinam grande parte dos desafios a serem superados e os rumos dos desenvolvimentos tecnológicos na exploração e na produção de petróleo no mar.

Os exemplos a seguir ilustram algumas áreas de inovações tecnológicas na

71. A exploração aeroespacial é outra atividade em que as condições físicas em que ocorrem as operações também apresentam fortes singularidades, e por isso exige conhecimentos na fronteira das ciências. Nessa atividade, a operacionalização dos equipamentos enviados ao espaço exterior, isto é, satélites, aeronaves, telescópios e outros aparelhos, ocorre em meio ambiente regido por leis físicas completamente diferentes das prevalentes na Terra, assim como se efetiva sob longas distâncias e em condições de invisibilidade direta para os controladores na Terra. Essas condições são altamente dependentes da geração de inovações de processo. A atividade aeroespacial não se constitui ainda em atividade econômica quanto aos seus fins, pois os aspectos científicos e estratégicos ainda predominam, mas gera um grande número de inovações em diversas fronteiras tecnológicas, que são estendidas ou aplicadas como inovações de produto e/ou de processo em segmentos econômicos variados (observação ao autor de Marcelo Salum, diplomata Conselheiro do Ministério das Relações Exteriores, nov. 2011).

produção de petróleo diretamente impostas pelas condições prevalecentes no ambiente marinho, nas rochas e no clima. As inovações demandadas podem ser de natureza radical ou incremental, e são necessárias não somente quando se realiza a extração/produção de petróleo em águas e rochas mais profundas, mas também às mesmas profundidades em áreas novas, pois as condições ou as características geológicas e marítimas podem variar de um local para outro, inclusive em um mesmo campo de petróleo:

- Desenvolvimento de isolamentos térmicos nos dutos que conduzem o petróleo e o gás natural dos poços até a plataforma (linhas de fluxo e *risers*), com o fim de evitar entupimentos provocados pela precipitação de cristais sólidos de hidratos, incrustações (*scale*) e/ou parafinas decorrentes das baixas temperaturas no fundo do mar;
- Obtenção de materiais resistentes para superar fadigas e evitar rupturas nos cabos de ancoragem, provocadas pelos movimentos das plataformas e pelas correntes marinhas em alto mar;
- Desenvolvimento de materiais resistentes para utilização nos tubos de revestimento de poços na camada de sal, capazes de suportar a pressão e os movimentos das rochas de sal e evitar o colapso dos poços;
- Aprimoramentos de materiais sintéticos para a fabricação de *risers* resistentes à pressão da coluna d'água (colapso) e às movimentações da plataforma (fadiga).

Os exemplos de desenvolvimentos tecnológicos acima se referem à fase de produção. Na fase de explorações, as especificidades físicas e ambientais das atividades *offshore* representam a própria base de desafios dessas atividades e, conseqüentemente, condicionam o desenvolvimento contínuo de inovações para viabilizá-las. São exemplos de desenvolvimentos tecnológicos na exploração de novas áreas marítimas:⁷²

- Pesquisas de novas técnicas de aquisição de dados sísmicos para a obtenção de imagens mais nítidas das rochas sedimentares profundas abaixo da camada de sal, com o objetivo de revelar áreas geológicas com possibilidades de existência de jazidas de petróleo;
- Construção de plataformas de Posicionamento Dinâmico (DP) capazes de realizar perfurações de poços com até 10.000 metros de extensão, em lâmina d'água de mais de 3.000 metros;⁷³

72. O contexto em que essas inovações ocorrem pode ser visto nas Seções 6.9 e 7.4.

73. As mais recentes plataformas flutuantes de perfuração podem realizar perfuração de poços em até cerca de 3.600 metros de lâmina d'água; ver plataformas e suas capacidades de perfuração em <http://www.deepwater.com/fw/main/Fleet-Overview-273.html>- Fleet 2011 Deepwater Brochure.

- Inovações técnicas na amarração/ancoragem de plataformas semissubmersíveis de perfuração, por meio do desenvolvimento de cabos sintéticos leves para profundidades superiores a 2.500 metros de lâmina d'água;
- Pesquisas de novas técnicas de perfurações de poços com geometria horizontal nas rochas carbonáticas do Pré-sal.

As inovações tecnológicas nas fases de exploração e de produção, como nos exemplos citados, são tratadas em estudos sobre inovações em regiões do mundo onde os desafios técnicos impostos pelas águas profundas, condições hostis no mar e demais condições ambientais e geológicas determinaram (e determinam) as trajetórias tecnológicas e o desenvolvimento de inovações em equipamentos e sistemas.⁷⁴ Como exemplo importante, as complexidades tecnológicas no Golfo do México, quando as explorações avançaram para águas distantes da costa, nas décadas de 1940-1950, levaram as atividades de P&D a assumir formato multidisciplinar e cooperativo, e ao aprimoramento de novas disciplinas conexas à exploração no mar, como a meteorologia e a oceanografia. As grandes companhias de petróleo dos Estados Unidos se aproximaram de universidades para incentivar as novas áreas de conhecimento científico. O mesmo ocorreu no Brasil, a partir da segunda metade da década de 1980, quando a PETROBRAS se associou a universidades, instituições de pesquisas e empresas fabricantes para o desenvolvimento de equipamentos e sistemas para águas profundas da Bacia de Campos, iniciando o processo de geração de inovações tecnológicas *offshore* no País.⁷⁵

As grandes distâncias no mar

As *grandes distâncias* representam a segunda característica diferenciadora da produção de petróleo *offshore*. Para produzir petróleo no mar é necessário superar as distâncias entre as plataformas e os poços de petróleo e equipamentos no fundo do mar, que podem variar de algumas dezenas ou centenas de metros na extração em águas rasas a até cerca de 3.000 metros em águas ultraprofundas, sob as tecnologias atuais. A profundidade do poço, desde a abertura inicial no solo marinho até o fundo do reservatório pode alcançar, com base nas tecnologias mais recentes, até pouco mais de 10.000 metros, com o que se tem a distância total em torno

74. Vários artigos técnicos citados neste livro, notadamente os relacionadas ao Pré-sal, representam estudos que tratam das inovações requeridas na exploração e na produção em águas profundas, em decorrência das condições ambientais e geológicas ou resultantes da presença de elementos poluentes e contaminantes no petróleo e no gás natural. Nesta mesma linha, Ruas (2011) chamou a atenção para o fato de que as condições adversas presentes na produção de petróleo *offshore*, como temperatura e pressão extremamente hostis e longas distâncias, entre outras dificuldades específicas, se encontram na origem da contínua evolução tecnológica da indústria do petróleo.

75. Além do desempenho técnico das inovações como fator essencial para se conseguir produzir petróleo em águas profundas, nos Capítulos 5 e 6 são indicados alguns dos resultados produtivos esperados ou obtidos com as inovações tecnológicas, como são os casos de diminuições nos custos de extração e de processamento primário de petróleo e gás natural nas plataformas, de reduções nos prazos de instalação dos equipamentos no mar, de aumentos de produtividade, entre outros resultados que permitem, além de vencer as dificuldades técnicas, contrabalançar os impactos dos aumentos de custos das operações em águas marítimas crescentemente profundas.

de 13.000 metros para a condução do petróleo e gás extraídos, a ser coberta com a coluna de produção (*tubing column*) dentro dos poços e com linhas de fluxo e *risers* da árvore de natal até a plataforma de produção de petróleo. Quanto às distâncias entre as plataformas de produção ou de estocagem de petróleo e as costas marítimas podem atingir até mais de 300 quilômetros, como ocorre nas novas áreas petrolíferas do Pré-sal do Brasil e no Golfo do México.

Quanto maiores as profundidades maiores são os desafios a serem superados, uma vez que o aumento das distâncias acentua as dificuldades decorrentes das condições físicas e ambientais prevalentes no mar. Como exemplo importante, águas profundas aumentam as pressões da coluna d'água a serem suportadas pelos equipamentos e dutos instalados no solo marinho, exigindo reforços em sua estrutura, como foi comentado.⁷⁶

Entre os inúmeros desafios técnicos de maior complexidade a serem superados com inovações em decorrência das distâncias nas águas profundas no mar, são descritas a seguir quatro categorias de pesquisas e desenvolvimentos relacionados a essa condição da produção de petróleo *offshore*:

- Desenvolvimento de métodos de controle remoto e de intervenções a distância nas operações de montagem de equipamentos nos poços e no solo marinho, nas remoções e reparos de equipamentos e nas operações continuadas de extração de petróleo e gás natural;
- Desenvolvimento de linhas de fluxo, *risers* e equipamentos para águas profundas, capazes de suportar a pressão da coluna d'água de até 3.000 metros entre a plataforma de produção e o fundo do mar;⁷⁷
- Desenvolvimento de sistemas potentes de bombeamento para a extração de petróleo-gás natural-água dos poços e sua condução até a plataforma, por meio de *risers*, e de equipamentos para a separação dos três componentes do fluxo no próprio leito marinho;
- Inovações destinadas a superar as dificuldades técnicas e logísticas decorrentes das longas distâncias entre os campos de petróleo e plataformas e a costa marítima.

76. Além do aumento da complexidade, outras consequências das operações a grandes profundidades e a grandes distâncias do litoral são os maiores custos de exploração e de produção, que se elevam tanto nos levantamentos de imagens sísmicas e na perfuração de poços pioneiros quanto na instalação dos equipamentos no fundo do mar e dentro dos poços, bem como nas retiradas de equipamentos para revisões e consertos. Aumentos de custos também se verificam nas medidas de segurança para a prevenção de acidentes potenciais ao longo dos dutos de transporte dos hidrocarbonetos, na prevenção de erupções e vazamentos de petróleo-gás natural nos poços, além de elevações no valor dos prêmios de seguro dos sistemas de produção marítimos.

77. A linha de fluxo e o *riser* são dutos para a condução dos hidrocarbonetos extraídos, do poço de petróleo até a plataforma; a linha de fluxo (ou linha de produção) é instalada no leito marinho, constituindo a seção horizontal do duto; o *riser* corresponde à seção vertical do duto, do solo marinho até a plataforma, podendo ser rígido, em aço, ou flexível, construído com materiais sintéticos.

Antes de se comentar as inovações acima deve ser observado que, após a perfuração de um poço de petróleo e de seu revestimento com tubos de aço, cimentados à parede da rocha perfurada, são realizadas as operações de completação, que consistem em equipá-lo para começar a produzir, de forma segura e ajustável. No interior do poço são instaladas a válvula de segurança de subsuperfície, a coluna de produção e diversos outros equipamentos; sobre a cabeça de poço é instalada a árvore de natal submarina; no solo marinho são alojados as linhas de fluxo e o manifolde e, na seção vertical, são instalados os *risers* para a elevação dos hidrocarbonetos até a plataforma (Anexo 3, figuras 3,4,5).⁷⁸

Dadas as grandes distâncias entre os equipamentos no fundo do mar e as plataformas - e sabendo-se que a presença humana por meio do trabalho de mergulhadores está limitada à profundidade de 300 metros - as atividades e operações acima, ou seja, a completação de poços, o monitoramento da extração de petróleo e sua elevação até a plataforma, as manutenções e reparos nos equipamentos e outras operações no mar somente são possíveis com o apoio de Veículos de Operação Remota (*Remotely Operated Vehicle* - ROV), veículos submarinos não tripulados, manobrados a distância por técnicos especializados nas salas de controles das plataformas ou em embarcações específicas para prestar tal tipo de serviço (Anexo 3, figura 6). Os ROVs substituem o trabalho humano direto ou são utilizados no acompanhamento e no apoio a mergulhadores. São equipados com computadores de bordo, câmeras de televisão, sonar para transmitir e receber sons, lâmpadas potentes, fibras óticas, braços para cortes ou para a manipulação de ferramentas na instalação de equipamentos no fundo do mar e em intervenções para consertos, entre outros dispositivos. O desenvolvimento de ROVs capazes de operar em águas profundas exige a aplicação de pesquisas avançadas nas áreas científicas correlatas, como a eletrônica, a mecânica e a robótica submarina, entre outras.⁷⁹ As árvores de natal, os manifoldes e demais equipamentos instalados no mar são adaptados para receber intervenções de ROVs.⁸⁰

78. A cabeça de poço, alojada na parte superior do poço, tem funções de vedação do poço, de sustentação dos tubos instalados dentro do poço, a exemplo dos tubos de revestimento e a coluna de produção, e de servir como base para a árvore de natal; a árvore de natal submarina ou árvore molhada é um equipamento com válvulas, posicionado sobre a cabeça de poço para o controle dos fluxos de petróleo-gás natural extraídos, bem como para a injeção de fluidos quando requerido (e.g., injeção de aditivo químico); o manifolde é um equipamento de grande porte, instalado no solo marinho, que concentra o petróleo e o gás extraídos por diversas árvores de natal para o transporte da produção através de uma linha tronco no leito marinho e a elevação dos fluidos até a plataforma por meio de *riser* (Thomas, 2004, Caetano Filho, 2012).

79. Os ROVs são controlados, a partir das plataformas ou embarcações, por cabos conectados que transportam sinais elétricos para o acionamento dos seus dispositivos (Souza e Martins, 2007). Podem trabalhar em profundidades de até 3.000 metros ou mais. Outros modelos se movimentam por meio de hélices acionadas por motores. Constituem-se de duas grandes classes: ROV de observação e ROV de trabalho, cf. Silva, M. V., "O ROV na indústria do petróleo".

80. A PETROBRAS desenvolveu o seu primeiro ROV (batizado Tatui) para atuar em águas profundas. Entretanto, com o mercado de serviços posteriormente oferecido para ROVs, a Companhia direcionou suas pesquisas, nesse segmento, para a área de interfaces entre seus equipamentos submarinos (em princípio, com especificidades) e os ROVs (contratados e, em princípio, de uso universal) (Caetano Filho, 2011).

Outros equipamentos desenvolvidos em função das distâncias são os cabos elétricos, utilizados para a transmissão de energia aos equipamentos no fundo do mar, e os cabos umbilicais, que reúnem um conjunto de mangueiras utilizadas para transmitir, a partir das plataformas, sinais elétricos e ópticos aos equipamentos localizados no fundo do mar e no poço, realizar controles hidráulicos de válvulas, injetar aditivos químicos e efetivar diversas outras intervenções.

Para vencer as distâncias e facilitar a condução dos hidrocarbonetos dos poços até a plataforma foram, ainda, desenvolvidos sistemas potentes de bombeamento e equipamentos instalados no leito marinho para a separação dos fluxos extraídos. São os casos de bombas rotodinâmicas (na maioria radiais/centrífugas) para a elevação dos hidrocarbonetos dos poços até as plataformas; bombas multifásicas potentes instaladas no solo marinho para a condução, a longas distâncias, em um único duto, dos fluxos extraídos de petróleo-água-gás natural; e equipamentos instalados no leito marinho para a separação de petróleo-gás natural ou petróleo-água com o objetivo de facilitar sua elevação e aliviar o peso dos equipamentos na plataforma. No Capítulo 6 são descritas as principais parcerias da PETROBRAS em atividades de pesquisa e desenvolvimento (P&D) para a obtenção dos sistemas referidos, alguns deles com atributo de inovações radicais.

Na área de dutos para a elevação de petróleo e gás desde os poços até a plataforma, o aumento das profundidades da lâmina d'água determinou, no final dos anos 1970, na Bacia de Campos, a adoção de importante inovação, os *risers* flexíveis, em razão de sua propriedade de se acomodar aos movimentos das plataformas no mar, em substituição aos dutos rígidos que então conectavam os poços às plataformas fixas (jaquetas) (Seção 6.5).

As dificuldades técnicas decorrentes das distâncias entre a plataforma e os poços são intensificadas pelo fato da procura por petróleo avançar em direção a águas cada vez mais distantes das costas marítimas, conduzindo à quarta categoria de desafio a ser superado em decorrência das longas extensões no mar, isto é, vencer as maiores distâncias dos campos de petróleo em relação a terra. Esse condicionante está exigindo novo ciclo de inovações, destinadas a diminuir os custos logísticos, solucionar dificuldades técnicas relacionadas à disponibilização de equipamentos, provisões, produtos químicos e equipes de trabalho nas plataformas em alto mar, e reduzir o tamanho e o peso das plataformas de produção.⁸¹

Assim, vários dos equipamentos pesados e de grande porte que atualmente são instalados nas plataformas deverão, no futuro, ser dispostos no solo marinho, com o objetivo de diminuir as dimensões, peso e custos de construção das

81. Na Bacia de Campos, a PETROBRAS transporta, do continente às plataformas, por meio de helicópteros, cerca de 40.000 pessoas por mês, em mais de 6.000 vôos, situação que não terá condições logísticas de se repetir nas longas distâncias do Pré-sal da Bacia de Santos (<http://www.clickmaea.com.br/?sec=109&pag=pagina&cod=141>).

plataformas de produção. São os casos das plantas de processamento primário (separação petróleo-gás-água-areia), de equipamentos de bombeamento (líquido ou multifásico) de fluidos e de compressão do gás natural para a exportação a terminais em terra, de equipamentos de geração de energia e outros (Anexo 3, figura 7). Para o desenvolvimento de grandes equipamentos apropriados para operar não mais nas plataformas, mas no leito marinho, a PETROBRAS realiza pesquisas com universidades e empresas fornecedoras, com horizonte de implantação de cerca de dez anos. Nessa perspectiva, poderão ser construídas plataformas mais leves, com menor tripulação, mais automatizadas e eventualmente operadas remotamente da terra, e estações intermediárias no mar para receber materiais e pessoal técnico que chegam do continente para a posterior condução até as plataformas.⁸²

Invisibilidade das operações no mar (ou “a tecnologia invisível”)

A *invisibilidade* das operações constitui a terceira particularidade das atividades petrolíferas *offshore*. A instalação dos equipamentos no poço e no solo marinho e a operação dos equipamentos e dutos que executam a extração, o controle e a condução dos fluxos de petróleo e gás no mar são dificultadas pela completa invisibilidade das operações.⁸³ Até certa profundidade a invisibilidade é resolvida com o uso de iluminação artificial e de câmeras de televisão portáteis, levadas por mergulhadores a até cerca de 300 metros. Após essa profundidade, os avanços tecnológicos se tornaram essenciais na viabilização da produção no mar: a utilização de ROVs equipados com câmeras de televisão, lâmpadas potentes resistentes às condições marinhas, e dispositivos que medem a claridade da água e a penetração da luz se tornou imprescindível na visualização remota das operações no mar. Nessa função, os ROVs se constituem em ferramentas essenciais nas práticas rotineiras de inspeção para a detecção de pontos de corrosão, fissuras e danos em equipamentos, dutos, correntes de aço e linhas sintéticas de amarração/ancoragem, com vistas à realização de reparos. A utilização de ROVs para averiguações, monitoramentos e intervenções nos sistemas de produção marítima deverá crescer no futuro, com a instalação no fundo do mar de diversos equipamentos que hoje são instalados nas plataformas.

Além das três características ou especificidades presentes na produção de petróleo *offshore* há dois outros importantes fatores geradores de inovações tecnológicas: são a presença de elementos contaminantes no petróleo e no gás natural e a alta viscosidade de alguns tipos de petróleo. Essas características dos hidrocarbonetos, como se analisa a seguir, também ocorrem na produção de petróleo em terra, porém as restrições e dificuldades que impõem na extração/produção

82. Entrevista de Carlos Tadeu Fraga (PETROBRAS), Jornal Valor Econômico (28/12/2010).

83. A invisibilidade é decorrente da falta da luz solar em áreas profundas e da turbidez da água, em razão da presença de materiais em suspensão. O tema da invisibilidade foi referido no título do artigo de Lerøen, B. V., *Invisible Technology: from Tommeliten to Snøhvit*, in: Keilen, H, Norwegian Petroleum Technology: A success story (2005).

offshore são intensificadas pela localização das jazidas a maiores distâncias das costas marítimas e a grandes profundidades.

Desafios tecnológicos decorrentes da presença de elementos contaminantes e da densidade dos hidrocarbonetos

As altas proporções de impurezas encontradas em reservatórios de petróleo no mar, tais como o gás sulfídrico (H_2S) e o dióxido de carbono (CO_2) provocam corrosão nos materiais e equipamentos que entram em contato com os hidrocarbonetos extraídos, como árvores de natal e *risers*. Sotomayor (2011) cita os seguintes problemas de corrosão: corrosão por ácido carbônico, corrosão localizada por sulfetos, cloretos e pelo oxigênio, corrosões em operações de acidificação, corrosão sob tensão e trincas por hidrogênio. No caso do aço empregado nas tubulações e nos revestimentos dentro do poço, os problemas de corrosão são agravados pela falta de dispositivos capazes de realizar funções de monitoramento remoto para a identificação das falhas nos materiais.

Quanto à densidade, petróleos pesados e viscosos dificultam a extração ou podem tornar não rentável a produção, em razão das menores vazões típicas desse cenário.

Os dois fatores, isto é, elementos contaminantes e alta viscosidade exigem o aprimoramento das tecnologias disponíveis, com o objetivo de superar as barreiras que impõem na extração e na elevação dos hidrocarbonetos do poço até a plataforma de produção. A seguir, alguns exemplos de tecnologias desenvolvidas ou que se encontram em fase de aprimoramentos relacionadas àquelas condições presentes nos hidrocarbonetos:

- Obtenção de ligas de metais, aços especiais e revestimentos anticorrosivos para a construção de árvores de natal, dutos submarinos, *risers*, linhas de exportação de gás, entre outros equipamentos resistentes aos elementos corrosivos presentes no petróleo e no gás do Pré-sal (Beltrão *et al.*, 2009);
- Desenvolvimento de bombas rotodinâmicas de acionamento elétrico e com alta potência (da ordem de 1,5MW) para a instalação dentro de poços, com o objetivo de viabilizar a extração de petróleos pesados e viscosos;
- Aplicação de técnicas de nanotecnologia na prevenção da corrosão bacteriana em dutos e tanques de petróleo; obtenção de nanorecobrimentos, nanopartículas e nanosensores para controle e inibição de corrosões em poços de petróleo (Sotomayor, 2011);
- Construção de plataformas flutuantes equipadas com sistemas com-

pactos para a separação do gás carbônico (CO₂) do gás natural (hidrocarboneto), com a finalidade de viabilizar o transporte do gás natural para terminais em terra e aproveitar o CO₂ como um dos mecanismos de injeção nos reservatórios para o aumento do fator de recuperação de reservas (Beltrão *et al.*, 2009).

As condições ambientais e físicas, as distâncias, a invisibilidade e a composição do petróleo ocorrem simultaneamente na produção; muitos desenvolvimentos tecnológicos em equipamentos devem atender a essas características variadas presentes na produção de petróleo; assim, novos *risers* desenvolvidos para águas profundas são construídos com materiais resistentes à alta pressão hidrostática e à alta presença de H₂S e CO₂ no petróleo e gás.

O Diagrama 1, a seguir, apresenta um quadro sintético da sistematização desenvolvida neste capítulo.

Conclusões

As análises realizadas neste capítulo procuraram deixar mais transparente o processo de indução de novas tecnologias na produção de petróleo *offshore*. Como resultado, chegou-se a uma categorização das condições físicas e ambientais presentes na exploração e na produção de petróleo *offshore* e dos desenvolvimentos tecnológicos induzidos por essas condições.

A necessidade de geração de novas tecnologias inicia-se a partir do momento em que os exploradores nas plataformas, as equipes técnicas nas áreas operacionais das empresas petrolíferas e os pesquisadores nos centros de pesquisa tomam conhecimento das barreiras tecnológicas existentes em novas áreas de exploração ou de produção petrolífera. Os desafios tecnológicos são superados por meio da pesquisa e desenvolvimento de novos ou aprimorados equipamentos e/ou processos para a exploração e/ou extração/produção de petróleo.

No Brasil, essa dinâmica de indução e de obtenção de novas tecnologias ocorreu, em um primeiro momento, por meio da adaptação de tecnologias importadas, a partir dos desenvolvimentos dos primeiros campos de petróleo na Bacia de Campos, em 1977-1984, e se aprofundou, após 1986, quando a descoberta dos campos de petróleo gigantes de Albacora e Marlim exigiu a geração de tecnologias próprias para viabilizar a produção em águas profundas. Atualmente, entre diversas situações exploratórias complexas no mundo, um exemplo representativo de desafios tecnológicos impostos pelas condições comentadas, além do Pré-sal da Bacia de Santos, encontra-se no Golfo do México, nos desenvolvimentos realizados para possibilitar a produção nos campos de Perdido e Tobago, cuja plataforma foi ancorada em lâmina d'água de 2.450 metros, a distância de 320

km da costa, com poços perfurados em lâminas d'água de até 2.934 metros.⁸⁴

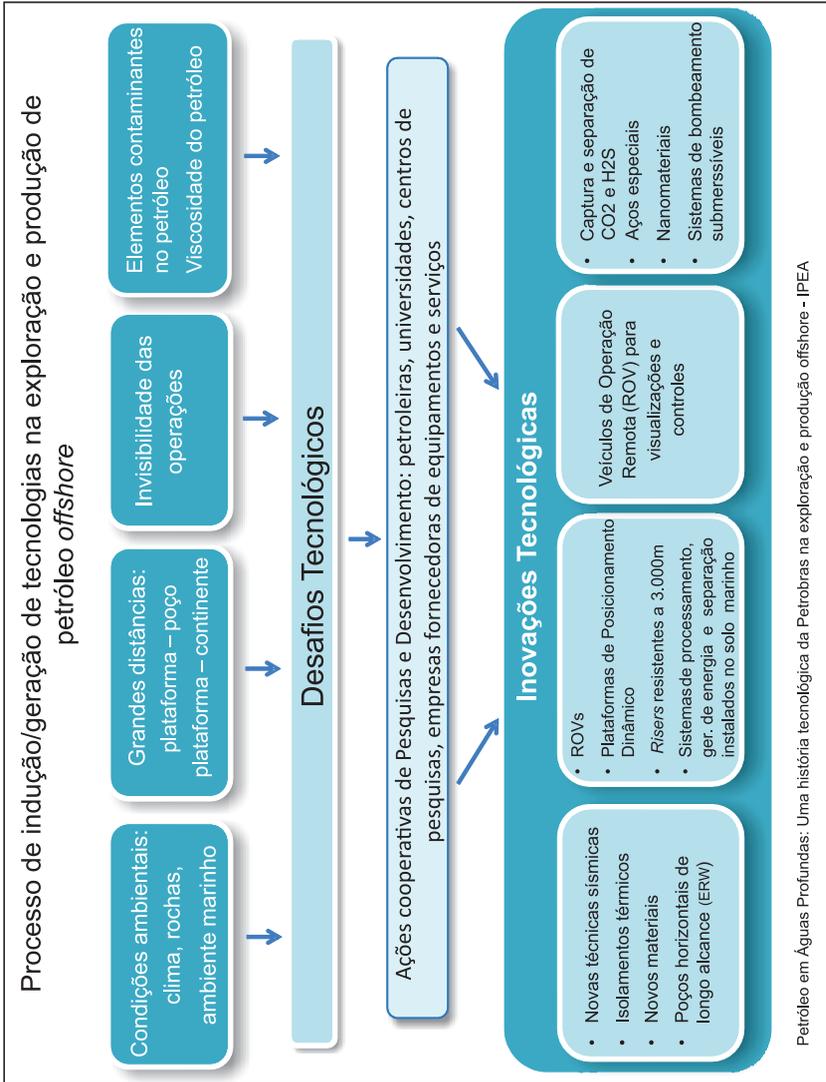
Como foi observado no início deste capítulo, a grande diversidade das condicionalidades físicas e ambientais no mar é responsável pela intensa complexidade dos desenvolvimentos tecnológicos na atividade petrolífera em águas profundas. Para superá-las é necessário reunir o mais amplo e variado conjunto de ciências e disciplinas aplicadas em uma atividade econômica, que inclui: a sísmica, a geologia, a geofísica, a geoquímica, a meteorologia, a robótica, as ciências geotectônicas, os estudos das correntes marinhas, os estudos de preservação ambiental, as ciências da computação, a micropaleontologia aplicada, a metalurgia e a tecnologia de novos materiais, a nanotecnologia, as engenharias de poços, de reservatórios e naval, a oceanografia, entre outras.

Os desafios tecnológicos e a grande diversidade de conhecimentos requeridos explica porque as atividades de exploração e de produção de petróleo encontram-se entre as mais complexas e exigentes na geração de tecnologias.

No caso específico da PETROBRAS, os desenvolvimentos tecnológicos requeridos para a produção em águas profundas são realizados ou coordenados pelo Centro de Pesquisas e Desenvolvimento (CENPES), com o apoio de cerca de 100 universidades, instituições de pesquisa, empresas produtoras de equipamentos e fornecedores de serviços. No período 1992-2009 foram contratadas pelo CENPES, aproximadamente, 4.000 pesquisas com universidade e centros de pesquisas, relativas a investigações tecnológicas específicas demandadas pelas diversas áreas operacionais da Companhia (Tabelas 1 a 3, Capítulo 2). A PETROBRAS criou as Redes Temáticas, a partir de 2006, com universidades e centros de pesquisa, constituídas por cerca de 50 temas estratégicos, imprescindíveis à exploração e à produção de petróleo e gás natural em águas profundas e no Pré-sal, além das demais áreas produtivas em que a empresa atua (*e.g.* Refino de Petróleo). Essa estrutura tecnológica está sendo reforçada com a construção de novos centros de pesquisas no Parque Tecnológico da Universidade Federal do Rio de Janeiro, por empresas que investem em tecnologias do petróleo para o desenvolvimento de tecnologias, serviços e materiais para a exploração e a produção.

84. "Shell starts production of Perdido – people, technology and deep-sea stories" (http://www.shell.com/home/content/aboutshell/our_strategy/major_projects_2/perdido/overview).

DIAGRAMA 1



CAPÍTULO 4

EVOLUÇÃO DAS EXPLORAÇÕES DE PETRÓLEO NO MAR

As primeiras explorações de petróleo no mar ocorreram na última década do século XIX, nas costas marítimas da Califórnia. As unidades de exploração/produção eram bastante simples, consistindo de prolongamentos dos sistemas empregados em terra, utilizando-se cavaletes de madeira que avançavam de uma base na costa até os poços; nos cavaletes eram instalados sondas de perfuração, bombas para a extração, dutos de transporte e os demais equipamentos. Diversos campos de petróleo foram explorados por meio dessa modalidade, como foi o caso do mais extenso cais construído para a exploração, instalado em Summerland, Califórnia, em 1897.⁸⁵

4.1. Avanço das tecnologias de exploração *offshore*

Da Califórnia os investimentos foram redirecionados para outras regiões, destacando-se a Venezuela e o Golfo do México. O poço de petróleo que iniciou as atividades de produção *offshore* no Golfo do México foi perfurado em Caddo Lake, Louisiana, em 1911. Na Venezuela, após descobertas em terra, em 1914, as perfurações foram direcionadas para o Lago Maracaibo, por meio da utilização de plataformas fixas de madeira, utilizadas em água pela primeira vez, permitindo a descoberta de petróleo em 1924. Em 1937, foi utilizada nesse país a primeira plataforma fixa construída em aço, nas explorações no Lago Maracaibo (Smil, 2008; Yergin, 2010, p. 261-265; Armando, S. e Medeiros, 1983, p. 244).

A ocorrência de furacões no Golfo do México mostrou que a utilização do sistema de cavaletes de madeiras em pontos mais distantes da costa era inviável para a segurança das atividades petrolíferas. Diante desse desafio, as empresas petrolíferas passaram a realizar pesquisas em busca de uma plataforma mais segura, que permitisse a exploração em águas mais distantes da costa, capaz de operar com ondas marítimas e ventos fortes. Também na área de equipamentos, importantes avanços tecnológicos iriam facilitar a construção de plataformas mais resistentes, em locais mais distantes da costa: no final da década de 1930, a marinha norte-americana criou os cilindros de oxigênio, que foram rapidamente utilizados em trabalhos de instalação de plataformas no mar; outros inventos importantes foram a solda aquática e o alicate hidráulico (Austin *et al.*, 2004; Ortiz e Shima, 2008).

85. Segundo Christie *et al.* (1999) o cais alongava-se por cerca de 76 metros de distância da costa, mas de acordo com Noia (2006) o comprimento do cais era de 370 metros.

O teste real na utilização de plataforma *offshore* de grandes dimensões teve lugar em 1938, na costa marítima próxima à cidade de Cameron, Louisiana, a 1,6 km de distância da costa, à profundidade de apenas 5 metros de água; no local foi construída uma grande plataforma de madeira para a perfuração de poços, que media 100x55 metros, e que foi, posteriormente, utilizada como plataforma de produção de petróleo; denominada Creole, produziu durante 30 anos e se tornou a primeira plataforma a passar por testes de furacões que assolam a região (MMS, *s.d.*; Austin *et al.*, 2004).

A complexidade da exploração no mar e as condições meteorológicas adversas do Golfo do México levaram as atividades de P&D a assumirem caráter multidisciplinar, propiciando a criação ou o aprimoramento de novas disciplinas conexas, como a meteorologia e a oceanografia. Assim as condições hostis no mar foram elemento indutor da aproximação da indústria do petróleo dos Estados Unidos com as universidades. Paralelamente, coube à associação dos produtores, refinadores e comerciantes de petróleo - American Petroleum Institute (API) - organizar os conhecimentos sobre as condições no Golfo do México, por meio da criação de extensa base de dados sobre as características geofísicas da região e realização de estudos das rochas e bacias sedimentares.

Uma dessas ciências já comentadas, a Sísmica, constitui ferramenta essencial na busca por petróleo, ao permitir a obtenção de imagens das rochas de subsuperfície; até a década de 1930, as explorações no mar se ressentiam da falta de tecnologias sísmicas que gerassem imagens do subsolo em condições de apontar com mais segurança os locais para perfurações. Naquela década foi adotado o método sísmico de reflexão, que “fornece alta definição das feições geológicas em subsuperfícies propícias à acumulação de hidrocarbonetos”. As imagens sísmicas são interpretadas por geólogos e geofísicos “na busca de situações mais favoráveis à acumulação de hidrocarbonetos, ou para caracterizar reservatórios em produção, melhorando o gerenciamento do fluxo de produção”.⁸⁶ Os métodos sísmicos de avaliação das estruturas geológicas constituem uma das três grandes áreas em

86. O princípio da aquisição de dados sísmicos se apóia no fato de que as ondas causadas por uma fonte vibradora ou por pequenas explosões em levantamentos sísmicos na terra, ou por canhões de ar comprimido no mar, se movem em todas as direções e quando encontram as diversas camadas geológicas algumas das ondas são refletidas e retornam à superfície, enquanto outras se refratam, continuando em direção às camadas mais profundas; colocando-se sensores (geofones, em terra, ou hidrofones, na água) a certas distâncias da fonte emissora das ondas, uma série completa de ondas pode ser recuperada e gravada após o tempo de alguns segundos, que varia segundo as distâncias das camadas geológicas atingidas e refletidas. Por meio da mudança de posição dos transmissores e dos receptores diversas vezes são construídas imagens das rochas da subsuperfície, em duas dimensões (2-D), ou em três dimensões (3-D). A sísmica tridimensional (3-D) consiste na emissão de ondas em diversas linhas paralelas afastadas entre si em distância igual a distância entre os canais receptores. Utiliza-se a sísmica 2-D para o reconhecimento inicial de uma área geológica, e a sísmica 3-D para maiores detalhamentos da subsuperfície de uma área, obtendo-se interpretações mais precisas, sendo possível gerar seções sísmicas verticais, com visões tridimensionais das camadas de rochas. Quanto à técnica sísmica em 4-D, consiste na repetição de levantamentos 3-D em determinados intervalos de tempo, mantendo-se as mesmas condições de aquisição e de processamento dos dados, com o objetivo de observar a movimentação do fluxo de hidrocarbonetos de um reservatório ao longo do tempo, enquanto se realizam extrações (Thomas, 2004).

que se divide o estudo da evolução tecnológica da exploração e da produção de petróleo no mar, ao lado da perfuração de poços e do desenvolvimento de plataformas e equipamentos submarinos (Miles, 2005, cit. por Ortiz e Shima, 2008).

As plataformas podem ter por objetivos a perfuração (*drilling*) ou a produção (*production*), e ainda o armazenamento de hidrocarbonetos (*storage*) ou desempenhar diversas outras atividades de apoio à produção de petróleo *offshore*, como nas intervenções em poços de petróleo; as funções citadas, que podem ser reunidas em uma única plataforma, definem as modalidades principais de plataformas. Quanto à estrutura de suporte, as plataformas podem ser fixas (*jacket*), flutuantes (*floating*) ou autoelevatórias (*jack-up*).

A evolução tecnológica das plataformas no século XX resultou nas seguintes modalidades principais (figuras 8 e 9).

- Plataformas fixas - são feitas de aço ou de concreto, ou combinam estrutura de concreto e convés (*deck*) de aço, em três modalidades: a) de concreto, assentadas no fundo do mar por seu próprio peso; b) tipo jaqueta: construídas com tubulações de aço (jaquetas) que são fixadas no fundo do mar por meio de estacas; c) modalidade Caisson, na qual uma das pernas afixadas no leito marinho também tem a função de armazenagem de petróleo. As do tipo jaqueta são construídas em estaleiro e transportadas para o local de instalação por meio de barcos de grande porte; após a sua fixação no leito marinho são instalados no convés os módulos de processamento da produção, instalações para a tripulação e demais equipamentos (Fernández *et al.*, 2009; Armando, S.; Medeiros, 1983).

As plataformas fixas de concreto e jaqueta são construídas para lâminas d'água de até 200 a 300 metros de profundidade, mas há plataformas mais altas, como a maior do mundo, Bullwinkle, do tipo jaqueta, construída em estrutura em aço de 412 metros dentro de águas marítimas, implantada pela Shell no Golfo do México, em 1991. A plataforma mais alta da PETROBRAS, do tipo jaqueta, alcança 182 metros de altura (dez metros acima do mar), e foi implantada no Campo de Mexilhão, em 2010, para a produção de gás natural; sua altura total alcança 227 metros, somando-se a estrutura em jaqueta e os dois módulos de produção e de acomodações de pessoal e heliponto.

- Plataforma semissubmersível (*Semi-submersible Floating Production Unit - SS-FPU*) - utilizada na produção de hidrocarbonetos e em perfurações. Tem sua estrutura, de um ou mais conveses, apoiada sobre colunas, que se apoiam em flutuadores submersos. É mantida estacionária no mar por dois sistemas alternativos: por Posicionamento Dinâmico (DP) ou por ancoragem. Na ancoragem, o posicionamento é mantido

por linhas de amarração, compostas por cabos de aço, correntes e/ou cabos de poliéster, que interligam a plataforma às âncoras cravadas no leito marinho. Para uma dada condição meteo-oceanográfica, em combinação com os adotados tipos de amarração e de ancoragem para uma particular plataforma, resulta o raio de ancoragem e a área de liberdade passeio horizontal (na superfície). No sistema DP atuam sensores de posição, com o uso de GPS (*Global Positioning System* - Sistema de Posicionamento Global) e outros sensores; os sensores são instalados no leito marinho ou são aplicados sensores remotos, sendo a posição da plataforma mantida por meio de propulsores no casco que movimentam a plataforma nas direções necessárias à restauração da posição correta, sobre o poço ou sobre poços adjacentes (Thomas, 2004; Fernández *et al.*, 2009).

- Navio-plataforma FPSO (*Floating, Production, Storage and Offloading*) - construído por meio da adaptação de casco de navio petroleiro ou da construção de casco novo de navio com esse fim. Como o nome indica, o FPSO tem funções de produção, armazenamento e transbordo de petróleo e gás natural (para navios-tanque para o posterior transporte às instalações em terra ou para exportação). Há ainda duas variações da plataforma FPSO: a modalidade FPDSO, que além das funções acima dispõe de equipamentos para a perfuração de poços (*D-drilling*), e a modalidade FPWSO, que dispõe de equipamentos para intervenções em poços (*W*), como a substituição de tubos de produção, estimulação de reservatórios e operações de perfilagem (*logging*) e de testemunhagem (*coring*) de rochas nos poços.⁸⁷ O FPSO posicionado em águas mais profundas no mundo foi instalado pela PETROBRAS, em 2012, no Golfo do México, em lâmina d'água de 2.500 metros.
- Plataforma SPAR - consiste em estrutura cilíndrica vertical flutuante, construída em aço, de largo diâmetro, ancorada no fundo do mar por sistema *taut leg* (cabos tensionados); a sustentação na água é garantida por tanques de flutuação; ao realizar apenas pequenos movimentos verticais, provocados pelas ondas, a plataforma SPAR permite o uso de *risers* rígidos em completação seca (quando a árvore de natal de um poço submarino está num dos conveses da plataforma). No topo da estrutura se encontra o convés (*deck*) com as instalações para proces-

87. As avaliações ou testes de formações das rochas, como a perfilagem e a testemunhagem, entre outros, têm por objetivo definir, em termos qualitativos e quantitativos, o potencial de uma jazida de petróleo. A perfilagem consiste no registro das características básicas da rocha perfurada e dos fluidos presentes (petróleo, gás, água) por meio do deslocamento contínuo de um sensor de perfilagem (sonda) dentro do poço, cuja resposta é transmitida para superfície por meio de cabos elétricos ou através de LWD (*logging while drilling*); a testemunhagem consiste na operação de corte e recolhimento de amostras da rocha do poço (Thomas, 2004; Fernández *et al.* 2009).

samento de petróleo, geração de energia, acomodação da tripulação e outras funções. Algumas plataformas SPAR dispõem de tanques para armazenamento de petróleo. A plataforma SPAR em águas mais profundas no mundo foi instalada pela Shell, no Golfo do México, em 2010, no campo de petróleo de Perdido, em 2.450 metros de lâmina d'água; sua seção cilíndrica mede 170 metros de comprimento vertical.

- Plataforma *jack-up* - plataforma autoelevável, equipada com estruturas de apoio (*rig legs*) que são descidas lentamente, por meio de macacos hidráulicos ou elétricos (*jack*) até o fundo do mar, onde são fixadas por estacas no solo; em seguida a plataforma é elevada acima da superfície marítima, fora da ação das ondas. Destina-se à perfuração de poços de petróleo em águas rasas, com até 130 metros de lâmina d'água, e que atualmente podem alcançar até 170 metros (Fernández *et al.*, 2009). Pode ser adaptada para ser utilizada como plataforma de produção, como ocorreu na Bacia de Campos.
- *Tension Leg Platform* (TLP) - plataforma de perfuração e produção, apoiada em um sistema de boias para flutuação, ancorada verticalmente no fundo do mar por tendões, isto é, cabos entrelaçados de aço tensionados; os cabos são tensionados em razão do princípio do empuxo, e são presos a estacas cravadas no solo marinho. As boias consistem de grandes colunas com ar que suportam o peso do convés. O sistema de ancoragem por tendões tensionados evita movimentos verticais da plataforma, e reduz ao mínimo os movimentos horizontais decorrentes das ondas, tornando a TLP um sistema bastante utilizado em zonas de furacões, no Golfo do México. A TLP opera com árvores de natal secas instaladas no convés, e com tubos rígidos para a condução do petróleo e gás extraídos dos poços, mas também com completação molhada. A plataforma TLP em águas mais profundas no mundo foi instalada pela empresa Conoco Phillips no Campo de Magnólia, no Golfo do México, em 2005, em 1.425 metros de lâmina d'água. Em 2014, entrará em operação uma plataforma TLP no campo Big Foot, no Golfo do México, operado pela petroleira Chevron, em 1.581 metros de lâmina d'água, que será a plataforma dessa modalidade instalada em águas mais profundas do mundo (Mahoney e Supan, 2012). Uma plataforma TLP será utilizada pela primeira vez no Brasil, no Campo de Papa-Terra, na Bacia de Campos, a 1.200 metros de lâmina d'água, com árvore de natal seca: no segundo semestre de 2013, a plataforma TLWP P-61 (*Tension Leg Wellhead Platform*, uma variação da TLP que permite a adaptação da cabeça de poço (*wellhead*) às condições do local de produção, ou seja, completação seca); a TLWP será utilizada na produção de petróleo

e gás, junto à qual será instalada a plataforma FPSO P-63 para o processamento do óleo, gás e água extraídos. Os poços da TLWP P-61 serão equipados com BCS (Bombeamento Centríflugo Submerso) e a plataforma também disporá de infraestrutura para ações de *workover* nesses poços (trabalhos de manutenção). A produção será transferida, através do Bombeamento Multifásico (bombas volumétricas do tipo duplo-parafuso) de alta potência (ordem de 2 MW por conjunto) para o FPSO P-63 onde se dará o processamento primário dos fluidos produzidos. Tal sistema de produção inaugurará na PETROBRAS a forma combinada de sistemas de bombeamento (líquido, no fundo do poço, e multifásico, no convés da plataforma) (Caetano Filho, 2012). Com a instalação de uma TLWP com completação seca e sonda dedicada nela instalada, as intervenções nos poços poderão ser mais rápidas, mitigando as perdas de produção (Revista Petrobras, nº 159; PennEnergy, 2011).

No Brasil, a PETROBRAS designa como Unidade Estacionária de Produção (UEP) qualquer tipo de plataforma dedicada à produção no mar (fixa, semisubmersível, FPSO e autoelevatória. A designação UEP não se aplica às unidades que fazem Teste de Longa Duração, como no caso do FPSO Seillean quando utilizado em testes em campos no Brasil.

Nas Seções a seguir apresenta-se a evolução das principais inovações tecnológicas em plataformas de perfuração e de produção e em equipamentos submarinos, no Golfo do México e no Mar do Norte.

4.2. Golfo do México

Como apresentado na seção anterior, as explorações de petróleo tomaram impulso no Golfo do México, na segunda metade da década de 1930, nas costas marítimas dos estados da Louisiana, Mississippi, Texas e Alabama. Além da construção de barcos-sondas móveis para perfurar no mar, as explorações enfrentavam os desafios inerentes às condições mais difíceis dos ambientes marítimos mais distantes da costa. As dificuldades e riscos envolvidos na ampliação da exploração em campos localizados em mar aberto estavam associados a fatores como: necessidade de melhorar as previsões do tempo; conhecer de forma mais segura o comportamento das correntes marítimas e das ondas e as condições do solo marinho; e melhoria nas comunicações entre as equipes de exploração no mar e as equipes no continente (Noia, 2009; Austin *et al.*, 2004).

As primeiras sondas de perfuração foram instaladas sobre barcaças adaptadas para essa finalidade, no final dos anos 1930, enquanto que as plataformas de produção continuavam dependentes do sistema de cavaletes ligados a bases na costa.

Os aprimoramentos exigidos nas plataformas para resistir às extremas condições ambientais do Golfo do México dependiam da coleta de dados sobre a força das ondas e do vento, altura esperada das ondas provocadas por furacões, cálculos da solidez requerida nas estruturas da plataforma, além de avaliações sobre as possibilidades econômicas do petróleo obtido naquelas difíceis condições de competir com o petróleo produzido na Venezuela e no Oriente Médio (Furtado, 1996; Austin *et al.*, 2004).

Com as descobertas de reservatórios mais distantes da costa, as pesquisas para o desenvolvimento de plataforma de produção mais resistente às severas condições climáticas do Golfo do México conduziram, após a Segunda Guerra Mundial, ao desenvolvimento de duas rotas tecnológicas de plataformas: a construção de unidades fixas de grande porte, e de pequenas plataformas fixas de menor porte, para desempenhar atividades de perfuração e posterior produção; ao lado da plataforma era ancorada uma embarcação. Os registros históricos apontam a plataforma Creole como exemplo do primeiro tipo, capaz de acomodar equipamentos, suprimentos e até 50 trabalhadores, mas que apresentava riscos econômicos em locais de perfuração pioneira em razão dos altos custos de construção e de instalação. Em 1947 foi construída uma plataforma do segundo tipo, designada Kermac 16, que se constituiu na primeira instalada a maiores distâncias da costa marítima, isto é, 16 quilômetros, mas cuja profundidade era de apenas seis metros de lâmina d'água, em Morgan City, Louisiana. Construída pelo consórcio das empresas Kerr-McGee Corporation, Humble Oil e Phillips Petroleum, a plataforma marcou o início da moderna exploração *offshore*. Foi fixada no fundo do mar por meio de dezesseis colunas de concreto e ferro, tendo permanecido nas atividades de produção até 1984 (Natural Gas, 1988; Noia, 2006). Como não possuía espaço para armazenar petróleo, foi ancorada uma embarcação ao seu lado, com o objetivo de fornecer suprimentos e de estocar e transportar o petróleo. Para posicionar a embarcação foi desenvolvido um sistema de ancoragem baseado em correntes de grande diâmetro, para suportar ventos fortes. Essa modalidade de plataforma se tornaria de uso comum na exploração petrolífera, conhecida como *tender-supported platform* (plataforma com apoio de barco). Apresentava como vantagem a facilidade de ser removida parte da estrutura fixa para outro local a ser explorado, juntamente com a sua parte móvel constituída pelo barco, o que a tornava um sistema semimóvel (Austin *et al.*, 2004; Yergin, 2010, p. 482).

Seguindo a nova rota tecnológica desencadeada pela plataforma Kermac 16, cinco anos depois, no início dos anos 1950, já havia cerca de 70 plataformas em operação no Golfo do México, em lâminas d'água de até 20 metros, permitindo que as atividades de produção *offshore* ganhassem escala produtiva. Contudo, nas atividades de perfuração permanecia uma condição negativa nas plataformas fixas: parte dos custos incorridos na sua implantação sobre o local de perfuração

não podia ser recuperado no caso de não se encontrar petróleo nos poços perfurados. Diante desse risco econômico, várias companhias entraram em competição para desenvolver um sistema de perfuração móvel. A solução foi encontrada com a construção de uma plataforma de perfuração móvel (MODU – *Mobile Drilling Unit*), que poderia perfurar em diferentes locais, deixando a produção para as plataformas fixas. A primeira plataforma de perfuração móvel, denominada Mr. Charlie, foi construída para a Shell, em 1953, tendo operado no Golfo do México de 1954 a 1986, em águas com profundidade de até 20 metros de lâmina d'água. A plataforma revolucionou a atividade de perfuração e estabeleceu a base da tecnologia atualmente utilizada no mundo; por sua importância, encontra-se preservada no local como monumento histórico depois de ter escapado do desmanche (Rigmuseum.com; Natural Gas, 1998, chapter 4º; Smill, 2008, cap. 3).

Antes da criação dos barcos-sonda, a sonda de perfuração era operada em uma plataforma acoplada a um barco e, após as perfurações, era transportada para outro local. Com a tecnologia dos barcos-sonda, os equipamentos para as operações de perfuração ganharam maior eficiência, ao serem instalados permanentemente nos barcos. Os barcos-sonda foram muitas vezes adaptados para operarem também como plataformas de produção de menor escala.

A plataforma do tipo *jack-up*, ou autoelevatória, comentada na seção anterior, representou outro importante avanço na perfuração. A primeira dessa modalidade, denominada *Offshore Rig 51*, começou a operar em 1954, com diversas “pernas” de 48 metros de comprimento; logo depois, um modelo mais próximo das modernas *jack-ups* foi construído, em 1956, com o padrão utilizado de três pernas, que são descidas até o leito do mar por meio de motores elétricos (Smil, 2008).

A intensificação na demanda por petróleo, na década de 1950, continuou a dinamizar as pesquisas em exploração. As grandes companhias criaram seus próprios grupos de pesquisas, em cooperação com universidades e centros de pesquisa líderes, como a Universidade de Berkeley. Nos anos 1950, a American Petroleum Institute (API) começou suas atividades de levantamento de dados sobre a região do Golfo; a entidade lançou e liderou o Projeto 51 que, de 1951 a 1955, mapeou a região, realizou pesquisas sísmicas e formou uma grande base de dados sobre as características geofísicas, climáticas e ambientais do Golfo do México, que foram consideradas fundamentais para a construção de plataformas fixas mais seguras. Os desenvolvimentos nas tecnologias das plataformas de produção permitiram alcançar, em 1957, o recorde em profundidade, em lâmina d'água de 100 pés (30,5 metros). Também no final da década de 1950 foram utilizados pela primeira vez helicópteros para o transporte dos trabalhadores, especialmente em situações de emergência na iminência de furacões (Austin *et al.*, 2004).

Os sistemas de exploração e produção estavam sendo aprimorados no final dos anos 1950 para começar a alcançar águas mais profundas e para operar em outras regiões, como no Alasca. A Shell aparecia como a principal empresa em capacitação tecnológica, graças aos investimentos em P&D, que compreendiam plataformas, embarcações de apoio e de transporte e estudos sobre as condições climáticas. Em 1960, a empresa estava construindo em condições de alto sigilo uma inovadora plataforma flutuante de perfuração (*Bluewater I - semi-submersible drilling vessel*) capaz de realizar explorações em águas com profundidade de 300 pés (91,5 metros), que foi lançada ao mar em 1962. É interessante observar que naquela época os órgãos do governo norte-americano estavam preparados para licitar campos de petróleo no Golfo do México sob profundidade máxima de 100 pés, ou seja, encontravam-se defasados diante das pesquisas em perfuração e produção em desenvolvimento pelas empresas petrolíferas (Rankin, 1986, cit. por Austin *et al.*, 2004; Natural Gas, 1998).

A intensa atividade inovadora nas décadas de 1950 e 1960 pode ser vista na lista de inovações a seguir: a) criação do sistema *Taut Leg* de ancoragem de plataforma, que consiste de diversos cabos de aço tensionados, fixados no fundo do mar, que mantêm a plataforma sobre o ponto de perfuração/produção, com reduzido deslocamento horizontal e com diminuição dos raios dos cabos de ancoragem; b) criação, na década de 1970, do primeiro sistema de sísmica digital, por empresas privadas e a Universidade do Texas, que originou a sísmica em três dimensões (3-D); c) criação de um complexo de multiplataformas fixas satélites que enviam o petróleo extraído para uma plataforma central fixa maior; d) desenvolvimento das primeiras aplicações da tecnologia de completação molhada, com a instalação, em 1961, da primeira cabeça de poço submersa, em dezesseis metros de lâmina d'água (Smill, 2008). No ano de 1965 a Shell estabeleceu o recorde mundial em profundidade, ao instalar uma plataforma de produção a 86 metros de lâmina d'água, no Golfo do México (Austin *et al.*, 2004, e Keilen, 2005, cit. por Ortiz e Shima, 2008).

Árvores de natal molhada (*wet or subsea christmas tree*) começaram a ser instaladas no leito marinho no princípio da década de 1960, conforme os exemplos a seguir. Em 1963, a Phillips Petroleum Company instalou quatro árvores de natal no campo El Molino, no canal de Santa Barbara, Califórnia, em 60 metros de lâmina d'água. As árvores e suas linhas de fluxo (*flowline*) foram instaladas por mergulhadores, cujo controle a distância era realizado por controles hidráulicos. Em 1970, as empresas operadoras British Petroleum e Cie Française de Petroles instalaram um sistema experimental de produção submarino no Campo de Zakun, em Abu Dhabi, em 21 metros de lâmina d'água; as árvores eram operadas eletricamente e assistidas por mergulhadores; o sistema incluía um separador óleo-gás e gerador de eletricidade a gás. Em setembro de 1972, a Shell instalou

uma árvore de natal encapsulada em câmara atmosférica no Golfo do México, em lâmina d'água de 114 metros, no campo Main Pass Block 290. O sistema, denominado *Wellhead Cellar*, foi desenvolvido pela empresa Lockheed (Depto Of the Interior, USA, 1979, p. 667).⁸⁸ O sistema *Wellhead Cellar* foi utilizado pela PETROBRAS no início do desenvolvimento do Campo de Garoupa, na Bacia de Campos, em 1979.

4.3. Mar do Norte

Noruega

O padrão tecnológico baseado em plataformas de produção fixas somente seria alterado como consequência da descoberta de petróleo no Mar do Norte, em 1962-1963, nas costas marítimas da Noruega, pela empresa Phillips Petroleum, e, logo depois, nas costas da Inglaterra. As condições de águas mais profundas perto da costa marítima naquela região, em comparação com o Golfo do México, exigiram o desenvolvimento de novas tecnologias de exploração e produção.

Na Noruega, a produção de petróleo em grande escala começou, em 1971, no campo gigante de Ekofisk, descoberto em 1969, em lâmina d'água de 70 metros, com reservas originais de 3,35 bilhões de barris de petróleo. O reservatório apresenta coluna de petróleo de mais de 300 metros de espessura e se localiza a cerca de 3.100 metros abaixo do solo marinho. O início da produção comercial marcou também a definição do modelo institucional utilizado na política do petróleo daquele país. A decisão tomada pelo governo foi no sentido de manter a administração e o controle da exploração por nacionais, por meio da criação de condições para a existência de uma “comunidade de petróleo norueguesa” com a participação do Estado. A administração das operações do petróleo foi definida como de responsabilidade conjunta do Parlamento norueguês, do governo federal (Ministério do Petróleo e Energia) e da Norwegian Petroleum Directorate (NPD), agência instituída para administrar as operações no setor. As decisões sobre a abertura de novas áreas para a exploração caberiam ao Parlamento, enquanto as licenças para a realização das explorações seriam concedidas pelo governo federal por meio da NPD.

Para desenvolver os campos de petróleo foi criada pelo governo, em 1972,

88. Em 1974, os mergulhadores operavam às profundidades de 180 metros a 250 metros, mas o relatório do Departamento do Interior dos Estados Unidos informa que a profundidade operacional para a instalação de equipamentos submarinos era de até 100 metros, uma vez que em profundidades maiores o tempo de permanência do mergulhador no solo marinho reduzia-se a, no máximo 30 minutos; muitos dos mergulhos acima de 100 metros eram destinados a trabalhos de observação. O documento registra que, no ano seguinte, foram realizadas experiências com mergulhadores a 326 metros (1.069 pés) em operação de resgate de um *blowout preventer* em águas marítimas na Ilha de Labrador, Canadá, para a British Petroleum; ver no relatório do Depto of the Interior dos Estados Unidos (1979) as descrições das primeiras completações submarinas no mundo, nas décadas de 1960-1970.

a empresa Statoil, com participação obrigatória de 50% na produção dos novos campos licenciados; em 1985, o percentual foi flexibilizado, passando a depender das condições da cada campo de petróleo. Como estratégia para o controle da produção, e também para proporcionar mais tempo à empresa Statoil para se capacitar e concorrer com as multinacionais do petróleo que atuavam na região, a profundidade das águas leiloadas foi sendo aumentada de forma progressiva; com essa estratégia, somente em 1995 seriam atingidas águas profundas (300 metros). Em 2001, a Statoil foi parcialmente privatizada, passando a operar nas mesmas condições das demais companhias. Em 2007, a Statoil se associou com a empresa Norsk Hydro, formando a empresa StatoilHydro ASA, que em 2009 foi redenominada Statoil ASA (Norwegian, 2009; NPD, 2010; IEDI, 2008).

A Statoil aprimorou e difundiu a plataforma autoelevatória de perfuração *jack-up*, utilizada no Campo de Ekofisk, operado pela Phillips Petroleum, em 1971. Foi construída em cooperação com empresas holandesas, que ajudaram a aprimorar a tecnologia do projeto. A plataforma autoelevatória dispõe de uma estrutura retangular de concreto que serve para facilitar seu deslocamento por rebocadores, uma vez que contém em seu interior materiais mais leves que a água do mar, como água de lastro ou ar (Lappegaard *et al.*, 1991, cit por Ortiz e Shima, 2008). A plataforma *jack-up* utilizada no Campo de Ekofisk foi adaptada para a produção, em lâmina de água de 70 metros. Além de difundir a plataforma autoelevatória, coube também à Statoil, em colaboração com empresas industriais fornecedoras, aprimorar os sistemas de produção submarina: as primeiras árvores de natal no Mar do Norte foram instaladas no Campo de Ekofisk, em 1971, bem como no Campo de Tommeliten, em 1976. A Statoil se tornou a segunda maior operadora de equipamentos submarinos, depois da PETROBRAS (Keilen, 2005).

Para que o processo de capacitação norueguesa na exploração e produção *offshore* fosse obtido com menor dependência de tecnologia estrangeira, foi determinante o apoio que o governo direcionou às atividades de pesquisas, por meio da criação de um fundo setorial, em 1986, com base nos *royalties* arrecadados. Os recursos foram destinados ao desenvolvimento da Statoil e à dinamização das atividades de P&D na área *offshore*, através de universidades, institutos de pesquisas e empresas de engenharia, incluindo a empresa norueguesa Aker Kvaerner (Ortiz, 2006).

Uma das tecnologias aprimoradas pela Statoil com empresas privadas foi a perfuração horizontal, para viabilizar e/ou aumentar a produção em campos adequados a esse tipo de poço – de forma típica, aqueles com formações de pequenas espessuras (*short net pay*). O primeiro poço horizontal no Mar do Norte foi perfurado pela empresa Unocal Corporation, em 1982 (Noia, 2006). Essa tecnologia foi finalizada em 1991, tendo se difundido mundialmente e adotada no Brasil. O maior campo produtor da Noruega, Troll, somente foi viabilizado pelo apri-

moramento da perfuração horizontal. Nesse campo, dos 100 poços em produção na primeira metade da década de 2000, cerca de 30% eram multilaterais. Poços horizontalmente mais longos e com resultados mais precisos foram perfurados na Noruega com a tecnologia *Auto-Track* (Keilen, 2005).

Outra tecnologia norueguesa consistiu no *software* Drillbench, desenvolvido pelo centro RF-Rogaland Research, em colaboração com empresas de petróleo, que permite antecipar problemas com os níveis de pressão dos poços e controlar os níveis de risco em perfurações complexas, ou seja, poços com alta pressão e alta temperatura em águas profundas. Testes desse *software* foram conduzidos em águas profundas no Brasil em colaboração com a PETROBRAS, em 2002 (Keilen, 2005).

Outra inovação de empresas da Noruega consistiu na tecnologia sísmica em 4-D, ou *time-lapse seismic*, por meio da repetição de levantamentos 3-D em intervalos de tempo, mantendo-se as mesmas condições de aquisição e de processamento dos dados. A sísmica 4-D constituiu um recurso tecnológico importante para a orientação espacial na perfuração de poços horizontais e para o acompanhamento do comportamento da extração de petróleo em reservatórios, em determinado período de tempo. A PETROBRAS utilizou a tecnologia 4-D, da firma norueguesa WesternGeco (atualmente no grupo da empresa Schlumberger), no Campo de Marlim (Keilen, 2005). Uma das mais recentes aplicações da tecnologia 4-D pela PETROBRAS encontra-se no Campo de Jubarte (ver Seção 6.7).

Inglaterra

Na década de 1960, a Inglaterra intensificou as explorações de petróleo nas costas do Mar do Norte, amparada pelo *Continental Shelf Act*, do Parlamento Britânico, de 1964, que garantiu ao Estado o direito de conceder licenças para a exploração de hidrocarbonetos no mar (Freitas, 1993). A primeira descoberta ocorreu no Campo de Arbroath, em 1969, seguindo-se os campos de Argyll (primeiro campo a produzir, localizado perto das costas marítimas da Escócia), Auk e Brent, em 1971. Foi no Campo de Argyll, em 1975, que se utilizou pela primeira vez o conceito de *Early Production System* (Sistema de Produção Antecipada - SPA), com a instalação de uma plataforma semissubmersível (SS-FPU), de formato triangular (Oilfield Review, 1992; Ortiz e Shima, 2008; Mahoney e Supan, 2012). O SPA consistia de uma embarcação de perfuração adaptada para ser utilizada como plataforma de produção; o sistema SPA dispõe de equipamentos submarinos no fundo do mar para o controle da extração, *risers* para a condução do petróleo e gás dos poços até a plataforma, e navio perto da plataforma de produção para o processamento primário e estocagem da produção. O SPA foi concebido pela firma inglesa Hamilton Brothers (depois Sedco Hamilton) para funcionar provi-

soriamente enquanto se organizava um sistema de produção definitivo, por meio de plataformas fixas, mas com as descobertas de reservas em águas mais profundas o sistema flutuante passou a ser adotado de forma definitiva (Furtado, 1996; Machado Filho, 1983). O Brasil seria o segundo país a fazer uso desse tipo de sistema de produção, no Campo de Enchova, em 1977, e em diversos outros campos. O sistema foi também adotado em diversos campos de petróleo no mundo, como Castellon e Casablanca, na Espanha (mar Mediterrâneo), Nilde (Itália), Cadlao (Filipinas), Tazerka (Tunísia), Buchan (Inglaterra) e diversos outros (Remery e Quintela, 1983; Mieras, 1983).

Outro modelo de plataforma, a *Tension Leg Platform* (TLP), foi implantada pela primeira vez no Campo de Hutton, em 1983, em 148 metros de lâmina d'água, pela companhia norte-americana Conoco, motivada pela necessidade de ampliar a exploração para águas mais profundas. A TLP, Plataforma de Pernas Tensionadas, dispõe de quatro grandes colunas, onde estão instalados os flutuadores; cada coluna possui cabos entrelaçados (tendões) ancorados em *templates* (base de metal no fundo do mar para auxiliar na perfuração de poços e como base para a instalação de equipamentos submarinos), equipados com medidores de tensão conectados a computadores na plataforma. Foram instalados 200 sensores nos tendões, que permitiam a um computador central na plataforma controlar a tensão de cada cabo para assegurar a estabilidade da plataforma. Os movimentos da plataforma são controlados pelo tracionamento e distencionamento dos cabos, de acordo com o movimento da água (Jardine e Potts, 1988, cit. por Ortiz e Shima, 2008; Thomas, 2004).

Sendo uma tecnologia nova, a empresa Conoco teve que recorrer a processo multidisciplinar nas pesquisas e no desenvolvimento das plataformas TLP. Pesquisadores de diversas instituições participaram da criação do novo sistema de ancoragem de plataforma, entre as quais, a Bell Eletronics para o desenvolvimento de sensores de tensão, e o Imperial College, da Inglaterra, em pesquisas sobre o comportamento da tensão axial. Foram criados seis grupos de pesquisa para resolver os problemas relativos ao novo sistema de ancoragem, às condições do solo, ao processo de instalação dos cabos e sua resistência, ao equilíbrio da plataforma e ao comportamento de todo o conjunto. As estacas para a fixação dos *templates* foram instaladas no solo marinho e cravadas à profundidade de até 58 metros. O sistema atendia a um novo conceito tecnológico em que a plataforma podia manter sua estabilidade, mesmo frente aos movimento do mar, quando ocorriam tempestades e furacões.

Os desenvolvimentos tecnológicos nas plataformas TLP fundamentaram conhecimentos de pesquisa que permitiram às demais companhias construir suas próprias TLPs no Golfo do México. Nessa região, a empresa Conoco Phillips ins-

talou sua primeira TLP no Campo de Jolliet, em 1989, após três anos de testes, à profundidade de 536 metros, que representou o recorde mundial em profundidade na produção em águas profundas no mundo naquele ano (Albaugh e Nutter, 2005; Adrezin e Benaroya, 1999, cit. por Ortiz e Shima, 2008; Mahoney e Supan, 2012).

A segunda empresa a instalar uma TLP no Golfo do México foi a Shell, no Campo de Auger, em 1994, sob 873 metros de lâmina d'água, ao custo de US\$ 1,2 bilhão; a instalação da plataforma competia com a PETROBRAS, naquele ano, no estabelecimento do recorde em profundidade no mar (Seção 6.7, Campo de Marlim). Também o conceito de *riser* de aço em catenária (SCR – Seção 6.5) foi introduzido pela Shell na TLP de Auger. A empresa precisou de quatro anos de estudos para se capacitar e dominar a tecnologia de TLPs, por meio da formação de diversos grupos de pesquisa em geologia, petrofísica e engenharia de reservatório, responsáveis pela geração dos conhecimentos na área necessários para realizar adaptações e desenvolver inovações incrementais na tecnologia da TLP para atingir áreas mais profundas (PETROBRAS, 2004; Ortiz, 2006).

Além da plataforma semissubmersível de produção (SS-FPU), instalada em 1975 no Campo de Argyll, dois modelos de plataformas flutuantes foram desenvolvidos no Mar do Norte: o modelo SPAR, plataforma flutuante de produção de formato circular, e o navio-plataforma tipo FPSO, desenvolvido pela empresa Kerr-McGee com a firma holandesa IHC-Caland e com firmas inglesas, instalado no Campo britânico de Gryphon. O FPSO possui grande capacidade de estocagem e pode navegar grandes distâncias entre o estaleiro e o local de sua instalação no mar e entre campos de petróleo. É pouco utilizado em mares sujeitos a tormentas, como no Golfo do México, tendo sido muito difundida nos campos de petróleo do Brasil (Houson, 2001; Simmons, 2001, cit. por Ortiz, 2006; PETROBRAS, 2005).

CAPÍTULO 5

A PETROBRAS NO MAR: IMPLANTAÇÃO DO SISTEMA DE PRODUÇÃO ANTECIPADA NA BACIA DE CAMPOS

As descobertas de significativos campos de petróleo em terra, nos primeiros dez anos de atividades exploratórias da PETROBRAS, como Tabuleiro dos Martins e Coqueiro Seco, em Alagoas (1957), Carmópolis, em Sergipe (1963) e Miranga, na Bahia (1965) não aliviaram o problema da preocupante dependência brasileira do petróleo importado, cujas aquisições correspondiam, em meados da década de 1960, a dois terços do consumo brasileiro de petróleo (IBGE, 1987). Diante das dificuldades em encontrar campos de petróleo em terra, capazes de elevar significativamente a produção, a empresa decidiu iniciar explorações no mar, no início da segunda metade dos anos 1960, como já vinha ocorrendo desde as primeiras décadas do século nos litorais marítimos da Califórnia e do Golfo do México. Observe-se que trabalhos de sísmica exploratória, em águas rasas, já haviam sido executados, pioneiramente, no final da década de 1950, nas baías de Todos os Santos (Bahia) e de São José (Maranhão), porém com recursos técnicos bastante limitados (Caetano Filho, 2003).

5.1. Explorações e descobertas pioneiras na plataforma marítima do Nordeste do Brasil

A decisão de direcionar as prospecções de petróleo para o litoral marítimo foi tomada pela PETROBRAS, em 1966, concretizando ideias que começaram a ser cogitados em 1961-1962.⁸⁹ As semelhanças geológicas das costas marítimas no Brasil com as da África Ocidental (que há milhares de anos se encontravam unidas em um só continente), cujo melhor exemplo é a Nigéria, com suas ricas jazidas de petróleo, espelhavam a possibilidade da existência de acumulações de hidrocarbonetos também na plataforma marítima do Brasil. Para empreender a “inversão de rumos” em direção ao mar, os investimentos em terra deveriam di-

89. A respeito, Moura e Carneiro (1976) vaticinavam: “Mas em matéria de fertilidade petrolífera, as nossas bacias sedimentares tem-se caracterizado por parcimônia até hoje exemplar... Assim é que desde 1962 se começou a cogitar de exploração na plataforma continental brasileira, onde parecia – e parece, “o mar jurando cada vez mais fundo” – estarem acumuladas reservas substanciais de óleo e gás que nos poderão talvez premiar com a sorte grande da autossuficiência”. Aqueles autores citam o geólogo Franklin de Andrade Gomes, primeiro chefe da Divisão de Exploração (Divex) do Departamento de Exploração e Produção (Dexpro), em 1965, como um dos principais incentivadores na PETROBRAS para a realização de prospecções nas costas marítimas. A partir de 1967, o novo chefe da Divex, o engenheiro Carlos Walter Marinho Campos passou a comandar o processo de exploração até 1976; sua atuação na PETROBRAS foi marcada pela busca de aprimoramento dos modelos geológicos utilizados nas explorações e pela exigência de que suas equipes de trabalho alcançassem níveis de excelência em conhecimentos, de acordo com Barbosa (2011). Breves depoimentos pessoais de sua participação na descoberta de Guaricema, primeira jazida no Nordeste, e na Bacia de Campos encontram-se em Dias e Quaglino (1993, notas 23 e 26, Capítulo 5).

minuir diante das exigências de grande aumento de gastos na nova fronteira exploratória, em aquisições ou aluguel de plataformas de perfuração, dispêndios em pesquisas relativas às condições geológicas, sísmicas e gravimétricas das costas marítimas, e capacitação de recursos humanos para as especificidades dos trabalhos de perfuração de poços no mar, entre outras despesas com explorações *offshore* (Dias e Quaglino, 1993, p. 122). No aspecto de formação de recursos humanos, o início das explorações no mar representou uma decisão que se revelaria de enorme importância alguns anos depois, durante a intensa busca por petróleo após as duas crises mundiais do petróleo, pois permitiu o treinamento de pessoal numa época em que o preço do barril se encontrava em torno de US\$ 1.8 (US\$ 11.80 a preços atualizados de 2011); esse nível de preço não estimulava a alocação de investimentos para a exploração de petróleo no mar.

Para iniciar a exploração *offshore* a PETROBRAS encomendou, em dezembro de 1966, a construção no Brasil da plataforma de perfuração autoelevável PETROBRAS I, para realizar explorações em lâminas de água de até 30 metros de profundidade, ao largo da costa marítima. Foi a primeira plataforma de perfuração construída no Brasil, pela Companhia de Comércio e Navegação no Estaleiro Mauá, em Niterói (RJ), com base em projeto da The Offshore Co e Petroleum Consultants, de Houston (EUA), capaz de perfurar poços de até 4.000 metros de extensão (<http://blog.planalto.gov.br/o-petroleo-no-brasil>).

Firmas estrangeiras foram contratadas, em 1967, para a realização de levantamentos sísmicos de reflexão e gravimetria⁹⁰ em águas rasas de várias bacias da plataforma continental, de Alagoas ao Pará. Uma das lacunas nos conhecimentos tecnológicos se encontrava na geofísica, com vistas ao levantamento e interpretação de dados sísmicos, razão pela qual ainda era expressiva a participação de técnicos estrangeiros nos quadros da PETROBRAS. Em 1968, duas equipes de sísmicas terrestres foram implantadas na empresa, e foi criado o Centro de Processamento de Dados Sísmicos, que permitiu a obtenção dos primeiros registros digitais da plataforma continental. Continuando os investimentos para a exploração no mar, em 1971 foi encomendada a um estaleiro no Japão a construção da plataforma de perfuração PETROBRAS II, para realizar sondagens na Bacia de Campos e, em 1972, a plataforma PETROBRAS III, construída nos Estados Unidos, para sondagens em águas de até 100 metros de profundidade; em 1975, foi adquirida a plataforma PETROBRAS IV, também no exterior (Dias e Quaglino, 1993, p. 125; Moura e Carneiro, 1976).

A decisão de arriscar investimentos na busca por petróleo nas costas marítimas começou a ser recompensada pouco depois: a primeira descoberta de petróleo ocorreu no litoral de Sergipe, em setembro de 1968, no Campo de Guaricema,

90. A utilização da prospecção gravimétrica na exploração do petróleo permite estimar a espessura de bacias sedimentares, a existência de rochas com espessuras anômalas, como as de sal, e altos e baixos estruturais (Thomas, 2004).

cujo poço pioneiro se localizava sob lâmina d'água de 28 metros; nas perfurações foi utilizada a plataforma de perfuração móvel Vinegarroon, do tipo *jack-up*, alugada pela PETROBRAS nos Estados Unidos. Alguns meses antes, a plataforma havia realizado a perfuração de um poço no Espírito Santo, sem encontrar petróleo. No mundo, as perfurações, em 1968, já eram realizadas em águas com mais de 300 metros de profundidade no mar (Campbell, 1983).

A decisão de desenvolver o Campo de Guaricema, cuja produção foi iniciada em 1973, foi tomada pela razão estratégica de se introduzir no Brasil o aprendizado prático da produção no mar, para avançar nas planejadas explorações que se seguiriam, uma vez que o baixo preço do barril de petróleo não justificava, em cálculos econômicos, investimentos em plataformas fixas e demais equipamentos necessários à produção no mar. Para iniciar a produção foi importado dos Estados Unidos todo o sistema produtivo, composto de plataforma com jaquetas, sistema de produção de petróleo no convés da plataforma e a estação de processamento em terra, em Atalaia, estado de Sergipe (Assayag, 2005).

Seguiram-se as descobertas dos Campos de Dourado (1969), Camorim (1970) e Caioba (1971), em Sergipe, locais em que, junto com Guaricema, foram implantadas as primeiras plataformas fixas de produção no mar, apoiadas por navios para a estocagem da produção, em lâminas d'água entre 30 a 50 metros. As técnicas de construção da época consistiam de pequenas plataformas fixas de aço, compostas de três partes principais: o convés (área de operação), jaquetas (tubos de aço em forma de treliça) e estacas para a fixação das jaquetas no solo marinho. Grande parte do complexo produtivo implantado na Bacia de Sergipe era ligada por duto multifásico à estação de tratamento de Atalaia, que realizava a separação dos fluxos petróleo-gás-água extraídos. A perfuração e a completação dos poços eram executadas por plataformas autoelevatórias *jack-ups* posicionadas junto às plataformas fixas (www.clickmacae.com).

Até 1975, as plataformas e os equipamentos eram quase todos importados; importavam-se plataformas fixas para águas rasas de apenas quinze metros de profundidade (Saliés, 2004b), mas a partir daquele ano começou a construção no Brasil de plataformas fixas de produção, por meio de consórcios de firmas nacionais e estrangeiras; não obstante ainda se continuar a importar partes de plataformas fixas nos casos de maiores profundidades.⁹¹

As descobertas pioneiras em Sergipe incentivaram o aumento das prospecções nas bacias sedimentares das costas marítimas do Nordeste, onde foram descobertas novas jazidas em águas rasas. No Rio Grande do Norte foi descoberto o Campo de Ubarana, em 1973; no mesmo ano foi revelado o Campo de Robalo, em Alagoas, e, em 1974, o Campo de Mero, em Sergipe. No Ceará, as prospecções iniciaram-

91. Vasconcelos (1973), Sindipetro (1999), Barbosa (2004), cit. por Ortiz (2006); Dias e Quaglino (1993).

se em 1971, mas a primeira descoberta, o Campo de Xaréu, só ocorreu em 1976, sob lâmina d'água de 30 metros, em um poço perfurado pela plataforma PA-12, do tipo *jack-up*; a seguir foram descobertos os Campos Curimã e Espada, em 1978, e Atum, em 1979 (Arquivo Veja, 1974; Revista Petrobras, nº 158).

O aumento das descobertas levou a PETROBRAS e o CENPES a desenvolverem projetos próprios de plataformas fixas de produção que atendessem às características das condições ambientais brasileiras nos novos campos. O esforço tecnológico resultou em três projetos de plataformas fixas distintas, conhecidas como plataformas de 1ª, 2ª e 3ª famílias. As plataformas da 1ª família podiam ser instaladas em até 60 metros de lamina d'água e contavam com um pequeno módulo para acomodação de pessoal. As plataformas da 2ª família comportavam a produção de até nove poços, permitiam a separação primária dos fluidos produzidos (água-gás-natural-petróleo) e tinham um sistema de transferência de petróleo para o transporte a terra. As plataformas da 3ª família, mais aprimoradas, podiam operar como plataformas centrais, permitiam a perfuração e a completação de até quinze poços, possuíam uma planta de processo completa para teste, separação, tratamento e transferência de fluidos, sistemas de segurança e para acomodação de pessoal. Suas dimensões eram de 26x29 metros, e operavam em lâmina d'água de até 150 metros (Fiesc/Sindipetro, 2006).

Em 1975, nos desenvolvimentos para a produção dos Campos de Ubarana e Agulha, no Rio Grande do Norte, foram utilizadas plataformas de concreto gravitacionais, que consistiam em grandes caixas de concreto, transportadas flutuando ao local de instalação, com ar dentro, e afundadas no local para servirem como base da plataforma; conhecidas como plataforma tipo *caisson*, uma das pernas de fixação no solo marinho servia como depósito do petróleo extraído; foram projetadas e construídas pelo consórcio franco-brasileiro Mendes Jr. Campenon Bernard. Cada plataforma permitia a perfuração e a completação de até treze poços, separação e tratamento primário dos fluidos, armazenamento, transferência de petróleo e compressão de gás natural, além de alojamento de pessoal (www.clickmacae.com).

5.2. Descobertas de petróleo na Bacia de Campos

No mesmo ano da primeira descoberta de petróleo nas costas marítimas do Nordeste, em 1968, a PETROBRAS iniciou levantamentos geológicos, sísmicos e gravimétricos na Bacia de Campos, no estado do Rio de Janeiro, que permitiram a perfuração do primeiro poço em 1971, com uma plataforma *jack-up*, em lâmina d'águas de 49 metros. As perfurações prosseguiram nos anos seguintes, a profundidades pouco superiores a 60 metros; em 1973, surgiram os primeiros sinais de petróleo, e em novembro de 1974 ocorreu a primeira descoberta, o Campo de Garoupa; seguiram-se as descobertas dos Campos de Pargo, Badejo e Namorado,

em 1975 (primeiro campo gigante no Brasil), Enchova, em 1976, e Bonito e Pampo, em 1977.⁹²

A descoberta do Campo de Garoupa representou um caso de persistência na procura por petróleo: coube ao chefe da Divisão de Exploração da PETROBRAS, Carlos Walter Marinho Campos, a decisão de continuar os trabalhos de perfuração quando já se caminhava para o abandono da campanha de perfurações da Bacia de Campos, depois de sete poços secos, ao determinar que a plataforma PETROBRAS II continuasse a perfurar o poço 1-RJS-9. A profundidade da lâmina d'água era de 110 metros, o poço era difícil e a perfuração prosseguia lentamente. O objetivo era perfurar até 3.500 metros na rocha e alcançar a Formação Macaé, composta de rochas calcárias, porém, parte da equipe a bordo queria interromper a perfuração, pois a plataforma realizava trabalhos de perfurações havia meses, sem resultados. Ao analisar os dados do poço Marinho Campos constatou que faltavam apenas 200 metros para a perfuração alcançar o calcário. Em viagem de observação ao Oriente Médio ele havia verificado que as zonas calcárias produziam grandes volumes de petróleo, em poços de até 5.000 metros de profundidade. Decidiu então que a sonda continuasse até a profundidade final prevista. Como resultado da decisão, após a perfuração de mais 200 metros de rochas foi encontrada uma zona calcária saturada de óleo, com vazões não comerciais, mas que incentivou a continuação das perfurações, por meio do poço 1-RJS-9A, o nono perfurado; esse poço encontrou o campo de petróleo de Garoupa, que iniciou todo o ciclo de descobertas de petróleo na Bacia de Campos. Foi descoberta uma coluna de petróleo de mais de 100 metros de espessura, com reservas estimadas em torno de 100 milhões de barris. Era o primeiro poço a produzir em reservatórios de calcários no Brasil.⁹³

Com a descoberta de Garoupa e o mapeamento de outras estruturas geológicas promissoras na Bacia de Campos, engenheiros de perfuração, avaliação e completção de poços foram deslocados da Bahia para darem suporte às atividades de desenvolvimento dos campos de petróleo na bacia, como Enchova, Garoupa, Cherne e Pampo. A PETROBRAS começou a formar uma nova geração de profissionais com especializações em várias áreas para dar conta de enorme expansão que se seguiria com os novos campos e para equipar as plataformas. Para o gerenciamento das explorações foi instalado em Vitória, no estado do Espírito Santo, o Distrito de Produção do Sudeste (DISUD), em que operavam as áreas de exploração, de perfuração e de produção. A administração das operações nos primeiros campos desenvolvidos permaneceu na cidade de Vitória até 1979, quando por falta de infraestrutura no porto local e nas instalações administrativas, e necessitando

92. A descoberta de Garoupa foi noticiada e comentada em diversos artigos da imprensa, como em "O novo milagre brasileiro?", Arquivo Veja (4 de dezembro de 2004); jornal O Estado de S. Paulo/Acervo, edições de 4/12/1974 e 05/12/1974. 93. ISTOÉ On Line (2006); O Estado de S. Paulo (Acervo, 5/12/1974).

a PETROBRAS de 150 metros de extensão no porto, resolveu estabelecer uma base de operações ampliada na cidade de Macaé, no estado do Rio de Janeiro.⁹⁴

A evolução das descobertas na Bacia de Campos pode ser acompanhada pela periodização realizada por Saliés (2004a)⁹⁵, que dividiu a exploração naquela província petrolífera, até 2002, em quatro fases.

A primeira fase de exploração estendeu-se de 1968 a 1973, caracterizada pela utilização de reconhecimentos gravimétricos e avaliações sísmicas em 2-D, a tecnologia disponível à época para a seleção de locais de perfurações. Os primeiros registros digitais sísmicos foram realizados no Brasil, em 1968, realizando-se a interpretação dos dados nos Estados Unidos (Matos Dias e Quaglino, 1993, p. 142). Nesse período foram realizados 12.000 km de sísmica 2-D nas costas marítimas e perfurados treze poços pioneiros. O primeiro poço, 1-RJS-1, foi perfurado em 1971, com uma plataforma *jack-up*, em lâmina d'água de 49 metros. Em 1972, foram contratados navios-sonda para perfurações em águas acima de 80 metros de profundidade.

A segunda fase começou em 1974, com a descoberta do Campo de Garoupa, em novembro, e se estendeu até 1983. O primeiro poço de Garoupa se encontrava sob 124 metros de lâmina d'água, e alcançou a profundidade total de 3.750 metros; a perfuração foi realizada pela plataforma PETROBRAS II, um navio-sonda construído no Japão, em 1971. A descoberta foi acompanhada de euforia na PETROBRAS, pois como no entorno daquele campo foram detectadas estruturas geológicas semelhantes, firmou-se a convicção, desde o início, de que a descoberta apontava a existência de uma nova província petrolífera e não apenas um campo de petróleo isolado (O Estado de S. Paulo, 4/12/1975/Acervo). Em 1977, as perfurações alcançaram o limite de águas rasas, de 300 metros de lâmina d'água; em 1980, foram realizadas perfurações em águas com profundidade de 400 metros, e, em 1982, em águas de 500 metros (PETROBRAS, 2005, p. 27-29).

Aquelas primeiras descobertas revelaram o potencial da Bacia de Campos para solucionar a dependência brasileira de importações de petróleo bruto. Nessa fase foi utilizada a tecnologia sísmica em 3-D, que permitiu reduzir os riscos e custos nas perfurações; os dados eram processados em Houston, Texas. Em 1978, iniciou-se a produção de imagens em 3-D no Brasil, no Campo de Cherne. Por volta do fim de 1983 tinham sido descobertos 22 campos de petróleo em águas com profundidade entre 86 e 430 metros (PETROBRAS, 2005). Nove desses campos começaram a produzir com plataformas flutuantes e árvores de natal submarinas, e quatro campos com plataformas fixas. Nessa

94. De Luca (2011); Roberto Gomes Jardim, PETROBRAS, em depoimento ao Museu da Pessoa.

95. Jacques Braille Saliés, coordenador do Programa de Capacitação Tecnológica em Águas Profundas (PROCAP), de 2002 a 2005.

fase foram perfurados 345 poços exploratórios e descobertos 27 campos e acumulações na Bacia de Campos.

Para o controle da exploração das jazidas e o planejamento da construção de plataformas fixas - em substituição às plataformas flutuantes temporárias nos campos em que a adoção do sistema fixo se mostrasse viável - foi instituído, em 1978, o Grupo Executivo da Bacia de Campos (GECAM), que iria desenvolver os projetos das plataformas fixas com tecnologia adquirida da Inglaterra e dos Estados Unidos (Assayag, 2005).

A terceira fase nas explorações da Bacia de Campos se estendeu de 1984 a 1989; foi iniciada com as descobertas dos campos gigantes de Albacora, em 1984, e Marlim, em 1985, como resultado de uma campanha exploratória iniciada em 1984, em águas acima de 500 metros, utilizando-se plataformas de perfuração de posicionamento dinâmico. A partir dessa profundidade as dificuldades estavam relacionadas ao tempo de perfuração, pois apenas para perfurar a seção inicial do poço (*spud-in operations*) levava-se até 20 dias; as perfurações eram realizadas somente em poços verticais e direcionais, não se perfurando ainda poços horizontais em águas profundas.⁹⁶ Esta fase se caracterizou pelo aumento dos levantamentos sísmicos em 3-D e pela utilização de plataformas com posicionamento dinâmico, “incluindo *software* específico de aquisição que minimizou os custos e proporcionou melhor cobertura da subsuperfície” (Saliés, 2004a; PETROBRAS, 2005, p. 29). Cerca de 20 novos campos e acumulações foram descobertos, tais como os campos de Albacora Leste, em 1986, em lâmina d’água entre 800 e 2.000 metros, e Marlim Sul, em 1987, entre 800 a 2.600 metros.

Em seguida iniciou-se a quarta fase, com a descoberta do campo gigante de Barracuda, em 1989, em águas profundas de 600 a 1.100 metros. A utilização da técnica sísmica da migração preempilhamento (*pre-stack*) em profundidade e os processamentos dos dados sísmicos em alta resolução permitiram interpretações geológicas de alto ajuste.⁹⁷ Outros avanços tecnológicos, como o posicionamento por GPS e o processamento de dados a bordo contribuíram para reduzir o tempo de aquisição de dados sísmicos e o processamento das imagens em 3-D. Nesse período, foi perfurado o primeiro poço horizontal na Bacia de Campos, em 1990, em lâmina d’água de 222 metros, no Campo de Bonito; o primeiro poço horizontal em águas profundas foi perfurado em 1994, no Campo de Marlim, em lâmina

96. PETROBRAS (2005, p. 29-32). O desenvolvimento de campos de petróleo com perfurações direcionais, em campos em terra, foi realizado pela primeira vez na província petrolífera da República de Bashkortostan, Rússia, em 1949. A perfuração de poços horizontais no mar foi iniciada no começo da década de 1980, na Noruega, e sua plena utilização no mundo ocorreu a partir da década de 1990 (Smil, 2008, cap. 4).

97. A migração preempilhamento em profundidade consiste em migrar um volume muito grande de dados antes de empilhá-los horizontalmente – ao contrário do que acontece num processamento convencional – como uma forma de posicionar melhor os eventos registrados na aquisição sísmica, momento em que acontece uma série de distorções causadas pelas heterogeneidades nas camadas rochosas (Revista Petro&Gás, ed. 292).

d'água de 903 metros. O desenvolvimento de poços horizontais permitiu ganhos importantes na produção, ao permitir que o poço avance ao longo da extensão horizontal do reservatório, e não somente em sua espessura vertical.

Com o avanço das áreas prospectadas foram descobertos, entre outros, os campos de Caratinga (1994), Bijupirá e Espadarte (1994), Roncador (1996); Marlim Sul (1987), Marlim Leste (1987), Jubarte (2001) e Cachalote (2002).⁹⁸ O Campo de Roncador, cuja produção começou em 1999, foi o primeiro campo produtor de petróleo em águas ultraprofundas no mundo (PETROBRAS, 2005).

5.3. O Sistema de Produção Antecipada⁹⁹

O início da produção comercial na Bacia de Campos ocorreu no Campo de Enchova, em 13 de agosto de 1977, em lâmina d'água de 120 metros, com a utilização da Plataforma Sedco-135D, originalmente uma plataforma de perfuração semissubmersível, adaptada para operar como unidade de produção. O Campo de Enchova iniciou no Brasil um novo método de produção de petróleo, o Sistema de Produção Antecipada (SPA- *Early Production System*), que havia sido testado pela primeira vez no Mar do Norte, apenas dois anos antes (Seção 4.3), e se encontrava em início de implantação em diversas regiões petrolíferas no mundo. Como as plataformas fixas de Enchova e de outros campos recém-descobertos demorariam alguns anos para ficarem prontas, decidiu-se utilizar aquele sistema para antecipar a produção, enquanto se realizavam avaliações sobre as características geológicas e a potencialidade produtiva dos campos. O SPA proporcionava economia nos investimentos até a definição do sistema produtivo definitivo a ser implantado, que poderia se efetivar por meio de um dos vários sistemas flutuantes ou, nos casos em que a profundidade de lâmina d'água permitesse, por meio da implantação de plataformas fixas. Comparado com esse último sistema, o SPA representava grande redução no valor inicial dos investimentos, além de flexibilidade, pois as plataformas e equipamentos podiam ser deslocados de um campo de petróleo para outro.¹⁰⁰ Coube aos engenheiros

98. <<http://www.clickmacae.com.br/?sec=361&pag=pagina&cod=293>>.

99. Esta Seção beneficiou-se de informações e comentários dos seguintes engenheiros da PETROBRAS: Carlos Heleno Barbosa, engenheiro na empresa, de 1979 a 2010, trabalhou em plataformas no desenvolvimento de campos de petróleo na Bacia de Campos, e no CENPES; Zephyrino Lavenère Machado Filho, na PETROBRAS de 1960 a julho de 2012, coordenou a implantação dos campos de petróleo de Enchova Leste e Bonito; João Carlos de Luca, engenheiro da PETROBRAS, de 1974 a 1997; de 1986 a 1989 foi Superintendente da Região de Produção do Sudeste, e em 1990-1995 foi Diretor de Exploração e Produção da PETROBRAS. O autor esclarece que quaisquer incorreções eventualmente existentes no texto são de sua exclusiva responsabilidade.

100. PETROBRAS (2005); Armando, S. (1983). Para comparações de custos e de condições operacionais entre plataformas semissubmersíveis, navio petroleiro, navio com posicionamento dinâmico e plataforma fixa na implantação de um SPA ver Farias e França (1983, p. 63). Armando, S. e Medeiros (1983, p. 243-258) compararam, em 1982, o custo de uma plataforma fixa, que exigia muito tempo de construção, com os custos com adaptações de uma semissubmersível de perfuração, que custava em torno de US\$ 50 milhões. Também os custos operacionais, em torno de US\$ 70.000/dia, indicavam vantagem para o sistema de plataforma semissubmersível, comparado com custos de US\$ 100.000/dia para a plataforma fixa.

Salim Armando e Zephyrino Lavenère Machado Filho a liderança na implantação dos primeiros Sistemas de Produção Antecipada na Bacia de Campos.¹⁰¹ Após a utilização inicial de plataformas semissubmersíveis também foram utilizados navios petroleiros nos Sistema de Produção Antecipada, transformados em plataformas de produção FPSO, e plataformas *jack-up*.^{102 103}

Até a implantação da primeira plataforma flutuante de produção na Bacia de Campos, a produção de petróleo na plataforma marítima brasileira vinha sendo realizada com o uso de plataformas fixas, em lâminas d'água de até 50 metros, no Nordeste brasileiro (Seção 5.1). A adoção de plataformas flutuantes decorreu da estratégia da PETROBRAS de avaliação e importação de tecnologias que se mostrassem adequadas à exploração de petróleo nas condições daquela bacia (Almeida, 1990; Ortiz e Shima, 2008). Passar de lâmina d'água em torno de 50 metros para 120 metros, no início da produção na Bacia de Campos, representou um grande salto em profundidade, porém o empreendimento pôde ser viabilizado porque as tecnologias podiam ser importadas, pois já eram empregadas no Golfo do México e no Mar do Norte, e receber adaptações para operar nas condições locais da Bacia de Campos (De Luca, 2011).

Dadas as características comentadas, o SPA implantado em Enchova pode ser considerado o primeiro Teste de Longa Duração (TLD) utilizado na produção *offshore* no Brasil, como vem sendo realizado atualmente em vários campos do Pré-sal; somente após o levantamento de informações sobre a potencialidade dos poços foram implantados os sistemas definitivos de produção de petróleo e gás

101. O desenvolvimento de Enchova foi coordenado pelo engenheiro Salim Armando, que foi depois coordenador do Grupo Especial do Sistema de Produção Antecipada (GESPA) (PETROBRAS, 1983). Barbosa (2011) cita três nomes importantes nos primeiros desenvolvimentos de campos de petróleo no mar: Salim Armando, com diversas atuações ousadas na implantação de estruturas submarinas; Edmar Branco, que atuou na completção submarina em direção a águas profundas; e Zephyrino Lavenère, na implantação de *risers* flexíveis. Veja-se também o depoimento da engenheira Louise Pereira Ribeiro ao Museu da Pessoa (2005): "*Realmente, o Salim Armando era um líder. Ele era um líder empreendedor e nós tínhamos nesse grupo, três gerentes: o Zephyrino, o Mauro Lima de Faria e o Ruy Gesteira, que eram, naquela ocasião, os chamados supervisores. Junto com a peãozada – tinha a cadeia abaixo –, eles transformavam aquela ousadia do Salim Armando em realidade. Quer dizer, o Salim era ousado. Ele dizia que ia fazer e aí essas três pessoasé que conseguiram usar essas ferramentas de gestão, botar o grupo para trabalhar e tornar esse sonho do Salim realidade. Apesar do Salim dizer que não era sonho, era realidade mesmo*".

102. Remery e Quintela (1983), ao descreverem a implantação de campos de petróleo em quatro regiões do mundo por meio de adaptação de navio petroleiro como plataforma de produção FPSO, apresentam as seguintes vantagens do FPSO em relação às plataformas semissubmersíveis: amplo espaço no convés, capacidade para cargas pesadas, tanques para armazenagem de petróleo, estabilidade em casos de tempestade, conveniência para a transferência de carga para petroleiros de alívio e reduzidos investimentos de capital.

103. No mesmo mês em que foi iniciada a produção de petróleo no Campo de Enchova, em agosto de 1977, entrou em operação o Sistema de Produção Antecipada do Campo de Castellon, na Espanha, em lâmina d'água de 117 metros de profundidade, com a utilização de um FPSO como plataforma de produção. O sistema, desenvolvido pela Shell, produzia de 1.650 a 3.300 m³/dia em poço único *offshore* (Carter, 1983, p. 183-184; Remery e Quintela, 1983).

natural naqueles primeiros campos (Barbosa, 2011; De Luca, 2011).¹⁰⁴

Sistema de Produção Antecipada de Enchova

Para iniciar a produção no Campo de Enchova foi alugada a plataforma semissubmersível Sedco-135D, de formato triangular, e adaptada para operar como plataforma de produção, com a denominação SS-6 na PETROBRAS. A assistência técnica na implantação do SPA do Campo de Enchova e o sistema de escoamento do petróleo para o continente foram contratados com a empresa Sedco Hamilton, que já havia implantado o primeiro SPA do mundo no campo de Argyll, na Escócia. Os sistemas de separação petróleo-gás e petróleo-água e um tanque-pulmão foram alugados da empresa Flopetrol. A plataforma dispunha de um tanque para armazenagem de petróleo em uma das pernas (que nunca foi utilizado em razão do perigo de explosão). O descarregamento do petróleo era realizado para navio-tanque ancorado ao lado da SS-6. As adaptações técnicas na plataforma para sua utilização na produção de petróleo foram efetivadas no mar, a caminho do Brasil, de acordo com as especificações da PETROBRAS.¹⁰⁵

O primeiro poço do Campo de Enchova (3-EN-1-RJS), situado em lâmina d'água de 120 metros, com 2.520 metros de extensão, estava programado para começar a produzir após o início da produção do Campo de Garoupa, descoberto em novembro de 1974, cujo projeto de investimentos começou a ser idealizado em 1975; contudo, em razão de diversos problemas técnicos e atrasos na instalação do sistema de produção desse último campo - composto por árvore de natal seca encapsulada em uma câmara atmosférica submarina, ou *wellhead cellar* - a produção em Garoupa foi adiada.

O início da produção em Enchova ocorreu em tempo recorde de pouco mais de quatro meses, entre o início do projeto, em março de 1977, e a instalação dos sistemas de produção, em 13 de agosto de 1977. Em razão da experiência

104. Depoimento de Francisco Eduardo Alves Massá, engenheiro da PETROBRAS, ao Museu da Pessoa (2005) sobre a implantação de Sistemas de Produção Antecipada: "O sistema desenvolvia os campos à medida que eles eram descobertos. E, à medida que a exploração descobria alguma coisa, idealizávamos um sistema para colocar aquela nova jazida em produção no tempo mais rápido possível, eventualmente, até ligando aos sistemas definitivos já existentes ou até a um Sistema Antecipado em operação... Os sistemas tinham uma flexibilidade muito grande. Era possível remanejar isso com certa facilidade. Os poços eram equipados com sistemas de árvore de natal molhada que também poderiam ser reutilizados. Eram sistemas que cresciam à medida que íamos conhecendo o campo. À medida que a jazida ia sendo conhecida e delimitada novos poços eram perfurados, novos poços eram, então, interligados aos sistemas. E montávamos as plantas de processo que, naquela época, eram muito simples. Isso era outra característica: não eram sistemas complexos. Até porque, para ter flexibilidade, ganhar tempo, mantendo a segurança, tínhamos sistemas relativamente simplificados. O gás, naquela época, era algo que se queimava, pois não existia a infraestrutura de gasodutos para fazer o gás chegar até o continente e ser aproveitado. Só o petróleo era aproveitado. Era escoado, muitas vezes, para terminais oceânicos, através de navios"....

105. Machado Filho (2011); Armando, S. (1983). Desenhos detalhados dos sistemas de produção e dos equipamentos utilizados nos campos de petróleo descritos neste Capítulo podem ser encontrados na publicação: Anais do Encontro Internacional sobre Sistemas de Produção Antecipada (PETROBRAS, 1983).

negativa em Garoupa, na completação do primeiro poço de Enchova foi planejada outra solução: em vez de instalar uma árvore de natal encapsulada no mar, a árvore foi instalada na plataforma, que estava posicionada sobre o poço pioneiro. O gás natural e o petróleo eram extraídos do poço produtor 3-EN-1-RJS, com 2.130 metros de extensão, e conduzidos à plataforma por tubo de produção instalado dentro do *riser* de perfuração. O poço foi completado com uma árvore teste (EZ Tree) dentro do *blowout preventer* (BOP) no fundo do mar,¹⁰⁶ que operavam como elementos de segurança. A partir da árvore de natal simplificada, instalada no topo da tubulação de produção, os fluxos extraídos eram conduzidos para as instalações de processo na plataforma. Um dispositivo de desconexão foi instalado dentro do BOP: caso ocorresse deslocamento inesperado da plataforma devido às condições no mar, a produção seria interrompida por meio da desconexão da válvula EZ e do fechamento do poço pelo *blowout preventer*, com o posterior retorno da plataforma ao poço.

A produção do primeiro poço de Enchova alcançou o volume de 10.000 barris/dia, a maior de um poço no Brasil à época. Nas instalações de processamento na plataforma separava-se o gás natural do óleo, sendo pequena parte do gás utilizada em máquinas e motores na plataforma e o restante era queimado no *flare* (torre do queimador); o óleo era transferido por mangueira flutuante para estocagem em navio-tanque, amarrado em um quadro de boias. Depois de completada a carga, o navio era substituído por outro. O custo nominal do barril produzido era de US\$ 7,0, valor relativamente elevado para a época, em decorrência dos seguintes fatores: o elevado valor do aluguel pago pela plataforma Sedco 135D, de US\$ 17.000 por dia; o alto valor pago pelos equipamentos, que foram importados de forma rápida para iniciar a produção de petróleo; e em razão das interrupções na produção devido ao mau tempo no mar. Não obstante os custos altos, o investimento realizado seria ressarcido no prazo de um ano, considerando-se que à época o preço do petróleo importado era de US\$ 13,0 (Machado Filho, 1983).

Uma das primeiras dificuldades a resolver na produção de petróleo em Enchova encontrava-se na grande quantidade de areia extraída junto com os hidrocarbonetos. A solução encontrada consistiu na manutenção de contrapressão sobre a formação rochosa do reservatório, com a utilização de válvula *choke* para restringir a passagem de óleo pelo coluna de produção; ao restringir o fluxo e aumentar a contrapressão a montante, evitavam-se desmoronamentos e a formação de areia na interfície entre o poço e a formação rochosa. A produção, portanto, deveria ser mantida estável, sem muitas variações no fluxo para evitar o surgimento de areia. Porém, essa condição era incompatível com o sistema de

106. O *blowout preventer*, instalado sobre a cabeça de poço, é um equipamento para fechar o poço e impedir erupções descontroladas de petróleo, gás natural, água e outros elementos durante a perfuração e a completação do interior do poço.

navio-tanque amarrado em quadro de boias até completar a carga e ser substituído por outro navio: no processo de substituição, a produção de petróleo teria que ser interrompida, procedimento que alterava a estabilidade da extração no poço. Para evitar a interrupção na extração, os engenheiros desenvolveram técnica própria de transbordo de petróleo por meio de quadro de boias: um navio aliviador era amarrado a boias e mantido em posição com o auxílio de dois rebocadores, ao lado do navio-tanque fixo que recebia a produção da plataforma; a transferência do petróleo entre os dois navios era realizada por meio de mangueiras flutuantes (mangotes), sem se interromper a extração (Machado Filho, 1983, p. 204).

A solução acima era dificultada quando, em situações de mudança do vento, não havia possibilidade de alterar automaticamente a posição dos navios para mantê-los acoplados; quando isso ocorria, a transferência, e mesmo a produção, tinha que ser interrompida até que as condições do vento voltassem ao normal. Essa restrição seria solucionada com a adoção de boias CALM (*Catenary Anchor Leg Mooring* – terminal de ancoragem com amarração em catenária), na segunda fase de desenvolvimento do Campo de Enchova.

Mesmo apresentando características rudimentares, o primeiro sistema de produção implantado na Bacia de Campos permitiu a realização de diversas experimentações, diretamente em campo, como o uso do quadro de boias na amarração de navios petroleiros, mangotes flutuantes para a transferência do petróleo da plataforma para o petroleiro que operava como navio-tanque, e deste para o petroleiro aliviador, e principalmente para o treinamento das equipes no mar (Machado Filho, 1983). O uso de quadro de boias, um sistema encomendado à empresa inglesa Sedco-Hamilton, foi pioneiro no mundo à profundidade acima de 100 metros; uma das modificações introduzidas no Brasil consistiu na substituição dos três cabos de nylon de seis polegadas, que amarravam o navio petroleiro às boias, por cabos de doze polegadas para resistirem às solicitações de carga do navio,¹⁰⁷ pois em épocas de instabilidades no mar as amarras arrebentavam e o navio saía à deriva. A PETROBRAS enviou pessoal técnico a outros países, posteriormente, para a prestação de serviços de assistência técnica na operação do Sistema de Produção Antecipada da Noruega, e na formulação de projeto de desenvolvimento de um campo de petróleo no Mar da China.

Após a implantação do sistema de produção de Enchova e a correção dos problemas iniciais, “a confiabilidade surpreendentemente alta e o baixo custo mostraram que o SPA era a solução para a produção em águas profundas”.¹⁰⁸ “Foi nesse sistema que a PETROBRAS começou a ter maior conhecimento de ope-

107. Detalhes das modificações e desenhos no uso do quadro de boias e em mangotes encontram-se em Valença e Jardim (1983).

108. Saliés (2004a); descrições de SPAs implantados em outros países, à mesma época, se encontram em Remery e Quintela (1983).

rações *offshore* em águas profundas, a formar seus técnicos e a conhecer seu mar” (Armando, S., 1983).¹⁰⁹

O sucesso na implantação do SPA de Enchova incentivou a ampliação do sistema para os demais campos de petróleo que foram sendo descobertos. Para instalar os sistemas de produção, a PETROBRAS criou o Grupo Especial de Sistemas de Produção Antecipada (GESPA), formado por engenheiros de vários departamentos da Companhia, liderado pelo Departamento de Produção.¹¹⁰ O GESPA era responsável pelo desenvolvimento dos campos em todas as fases: o planejamento na sede da PETROBRAS, as especificações do sistema de produção, a encomenda aos fabricantes, a instalação, a pré-operação e a entrega para a operação no campo. O GESPA trabalhava em conjunto com as unidades especializadas da Companhia, como foi o caso da Divisão de Completação, que coordenava os trabalhos de completação de poços por meio do desenvolvimento das árvores de natal molhadas, sistemas de controles e demais equipamentos (Machado Filho, 2011; Massá, Museu da Pessoa, 2005).

Após seis meses de testes de produção em Enchova e a perfuração de outros poços, foi possível definir um projeto de produção para o campo: foi decidida, em fevereiro de 1978, a construção de uma plataforma fixa, a ser instalada a 400 metros do bloco central (poço 3-EN-1-RJS), além da ampliação do Projeto Enchova, por meio da perfuração de novos poços em uma área próxima, em águas mais profundas, que tomou o nome de Projeto Enchova Leste, analisado mais à frente nesta Seção. O sistema implantado em Enchova funcionou até julho de 1980, quando o poço 3-EN-1-RJS foi recompletado com árvore de natal molhada e incorporado ao SPA de Enchova Leste (Armando, S., 1983).

Sistema de Produção Antecipada de Garoupa/Namorado

A segunda importante utilização do Sistema de Produção Antecipada (SPA) no Brasil ocorreu no desenvolvimento dos campos de Garoupa e Namorado, que

109. Depoimento de Zephyrino Lavenère Machado Filho ao Programa Memória PETROBRAS (2005). “*Para mim, o que apresentou maior desafio foi o Campo de Enchova, porque foi o primeiro. Nós estávamos fazendo tudo novo, ninguém sabia nada sobre aquilo. Todo mundo ignorava completamente a tecnologia de produção de petróleo no mar. Ninguém tinha colocado um poço em produção no meio do mar, com uma semissubmersível, dedicada à perfuração, produzindo através de um petroleiro amarrado, no meio do mar, em quatro boias. Quando nós levamos pela primeira vez esse projeto para mostrar ao pessoal na Fronape, eles quase riram da gente: “Vocês ficam fazendo maluquice. Isso aqui é doidice, não vai funcionar nunca.” E, realmente, conseguimos, colocamos para funcionar, mas foi suado, deu muito trabalho.*”

110. “Em julho de 1975, sete meses após a descoberta do primeiro campo - Garoupa - a PETROBRAS criou um órgão específico para a área. Nascia a Assessoria Especial da Bacia de Campos (Ascam), que começou com apenas três engenheiros, incumbidos pela Diretoria de implantar o sistema submarino de Garoupa/Namorado, em águas de 170 metros. Com profissionais recrutados de outros órgãos, formou-se uma pequena equipe de quinze pessoas, embrião do que é hoje a grande cadeia operacional e de negócios da Bacia de Campos. O grupo cresceu, acompanhando as sucessivas descobertas de novos campos e deu origem ao Grupo Executivo de Desenvolvimento da Bacia de Campos (GECAM)” (Organização dos Municípios Produtores de Petróleo - Ompro, disp. em <http://www.ompro.org.br/index.php/producao-de-petroleo-e-gas-na-bacia-de-campos.html>).

começaram a produzir petróleo em fevereiro de 1979. Os campos foram completados com quatro poços de produção em cada um, sob 120 e 160 metros de lâmina d'água média, respectivamente, perfurados entre julho de 1976 e 1978, sendo quatro poços direcionais com até 35 graus de inclinação. Como se observou, o Campo de Garoupa foi planejado para entrar em produção antes do Campo de Enchova, mas problemas técnicos com o sistema de árvore de natal encapsulada adiaram o término da completação dos primeiros poços naquele campo pioneiro.¹¹¹

À época, pelo fato dos dois campos se encontrarem isolados, distantes do litoral e com potencial de produção ainda desconhecido, a utilização de plataformas fixas ainda estava em avaliação, e somente após o recolhimento de informações sobre as condições de produção dos dois campos seria possível viabilizar o sistema definitivo fixo de produção de Garoupa/Namorado, na década seguinte. Assim, a análise das tecnologias disponíveis no mundo para iniciar a produção de petróleo nos dois campos levou à opção de se utilizar o sistema flutuante de produção, com árvores de natal secas inseridas em cápsulas no fundo do mar, à pressão atmosférica (*wellhead cellar* - WHC) (figura 10). Essa tecnologia havia sido desenvolvida, pouco tempo antes, pela empresa Lockheed Petroleum Services, e utilizada no Golfo do México, em 1972, em águas mais rasas que as da Bacia de Campos e mais próximas da costa (Seção 4.2). O sistema de cápsulas consistia na utilização de uma árvore de natal seca, normalmente utilizada em plataforma fixa no Golfo do México, encapsulada para resistir à pressão atmosférica e à pressão da coluna d'água no fundo do mar. Era considerado um sistema complexo e avançado tecnologicamente, porém seu uso na Bacia de Campos foi considerado extremamente perigoso, pois dependia de mergulhador para realizar as intervenções de reparos por meio de uma cápsula de serviço (Barbosa, 2011).

Para a condução do petróleo ao longo do leito marinho foram utilizadas linhas de fluxo flexíveis pela primeira vez na Bacia de Campos; as linhas foram reunidas em um manifolde submarino, também encapsulado em câmara atmosférica. Do manifolde, onde o petróleo era transportado até uma torre de processo, ancorada no fundo do mar, conectada ao navio petroleiro PP Moraes, que recebia e processava os hidrocarbonetos extraídos. O navio era equipado com instalações para a separação de até 60.000 barris/dia do petróleo-gás natural, petróleo-água e tanques para a estocagem da produção. O gás era queimado e o petróleo era levado para os tanques do navio; dos tanques o petróleo era, periodicamente,

111. Depoimento do engenheiro da PETROBRAS, Roberto Gomes Jardim, ao Museu da Pessoa: "*Logo em seguida, começou-se a completar os poços de Garoupa que foi outra experiência terrível: quando nós descemos essas cápsulas lá no fundo do mar e já estava quase para iniciar a produção, se verificou que havia uma defasagem entre o que você tinha no fundo do mar com o que você tinha para encaixar da cápsula. Então ficou desviado e teve que vir técnico de fora para entrar dentro dessa cápsula, furar esse assoalho dessa cápsula, lá dentro, que era uma chapa de aço de cinco centímetros, uma coisa assim. Isso trabalhando lá a 100 metros de profundidade, numa cápsula, um ambiente pequeno. Tudo isso feito com o pessoal do Rio. Ai foi resolvido, mais tarde o sistema entrou em produção.*"

bombeado de volta para a torre de processo, seguindo por uma linha de transferência até o fundo do mar, por cerca de 1.000 metros, para ser elevado, por meio de outra pequena torre (torre de carregamento, igualmente afixada no fundo do mar), para um navio petroleiro. Todo o sistema era interligado por dutos flexíveis. O acionamento das válvulas das árvores de natal e do manifolde era realizado por controles eletro-hidráulicos no navio PP Moraes. O sistema de intervenção nas cabeças de poço e no manifolde consistia de uma cápsula de serviço (*service module*), controlada pelo navio dedicado Stad Troll. Um equipamento de televisão permitia a realização de inspeções de rotina.¹¹²

No ano seguinte, em setembro de 1980, ocorreu acidente de grandes proporções na torre articulada ao navio PP Moraes: em decorrência de fadiga de material a torre se rompeu e tombou sobre o navio, que ficou à deriva, com princípio de incêndio. Também a torre de carregamento apresentou desgaste em sua estrutura tubular, tendo sido substituída por uma monoboia. Para conduzir o petróleo do poço ao navio, a torre foi substituída, em janeiro de 1981, por uma monoboia Imodco que recebia a linha de produção do petróleo (Valença e Jardim, 1983). O SPA de Garoupa foi o primeiro a dispor de compressor para comprimir o gás natural para ser enviado para terminais em terra (Armando, S., 1983, p. 27).

O SPA de Garoupa foi também o primeiro campo de petróleo, no Brasil, a utilizar computador para gerenciar o poço e enviar sinais elétricos para os fechamentos e aberturas das válvulas nas árvores dentro das cápsulas. Esse sistema de comando de sinais era bastante mais complexo que os controles elétricos utilizados em árvore submarina não encapsulada, além da ocorrência de falhas nos softwares e no PLC (*Programmable Logic Controller*). Diante das falhas do sistema, para viabilizar os controles, os engenheiros da Companhia desenvolveram mecanismos que permitiam corrigir as falhas eletrônicas existentes na tecnologia importada (Barbosa, 2011).

Outro desenvolvimento em Garoupa/Namorado foi a adaptação do SPA para incluir um *yoke* rígido, que permite o acoplamento articulado da plataforma a monoboias CALM. O petróleo processado e estocado no navio PP Moraes era transportado para navios-cisterna conectados a duas monoboias CALM. O sistema permitia ganhar tempo na produção ao liberar o petróleo estocado na plataforma para ser exportado, sob quaisquer condições do vento. O sistema CALM-*Yoke* funcionou em Garoupa até o início do sistema de plataformas fixas de produção, em 1985, sendo em 1987 instalado novamente no navio PP Moraes, no Campo de Albacora (figura 11).¹¹³

112. Barbosa (2011); PETROBRAS (2005, p. 28 e 35); Armando, S., (1983); Valença e Jardim (1983).

113. PETROBRAS (2005); Barbosa (2011); Remery e Quintela (1983). Um sistema de torre *yoke* foi também instalado no campo de Fulmar (Shell/Exxon), no Mar do Norte (Inglaterra).

O sistema com árvores de natal encapsuladas foi desativado em 1984, em razão dos altos custos e dificuldades operacionais: toda vez que o pesado manifold encapsulado ou árvore de natal encapsulada apresentava problemas tinha que sofrer intervenção de mergulhador; esse descia no módulo de serviço, em formato de sino, que se acoplava à cápsula atmosférica por meio de campânula, em duas etapas para manter o isolamento da água do mar; a comunicação com a plataforma era feita por rádio, pois não havia câmera eletrônica.¹¹⁴ Com a desativação do sistema *wellhead cellar*, os poços economicamente viáveis foram recompletados com árvores de natal molhadas. Na recuperação dos poços, a PETROBRAS não tinha mais o suporte técnico das empresas Lockheed e Vetco, fabricantes dos equipamentos, tendo que fazer com pessoal próprio as novas completações dos poços; em razão da falta de tubulações e peças apropriadas às especificações das árvores de natal, que haviam sido adquiridas para completações de poços na década anterior, foram necessários diversos trabalhos de adaptações e de recuperações, como a realização de *crossovers* (interseções) para se obter a conexão das tubulações de diâmetros diferentes utilizadas com as árvores de natal (Barbosa, 2011).

Na opinião de engenheiros que participaram da implantação do Campo de Garoupa, este foi o que apresentou maiores dificuldades, desde a completação até a produção. Por meio de depoimento de engenheiro que participou a bordo da plataforma de produção é possível avaliar os obstáculos na implantação do SPA de Garoupa, que se constituiu em laboratório prático para o aprendizado, por experiência em campo, de diversas técnicas:

*“Eu percebi que a Bacia deu certo quando nós conseguimos contornar os problemas do sistema antecipado de Garoupa... Eu acho que no mundo não se fez coisas que se fez na Plataforma de Garoupa. Porque você montava a plataforma, você perfurava ao mesmo tempo e você produzia ao mesmo tempo. O pessoal estava fazendo montagem aqui e estava caindo água da sonda de perfuração na pessoa que estava soldando... Foi um início para atingir as metas, e que você hoje não faria mais, nunca se faria mais. Além do perigo em si, do desconforto para quem trabalhava na plataforma”.*¹¹⁵

Sistema de Produção Antecipada de Enchova Leste

A ampliação do projeto Enchova deu-se pela perfuração de novos poços em uma

114. Os altos custos operacionais da tecnologia de câmaras atmosféricas estavam, ainda, relacionados às operações do navio de posicionamento dinâmico Stad Troll; por ser dedicado, utilizava equipamentos específicos, tinha limites para utilização em outras atividades e a função de apoio ao mergulhador; além disso, as operações dependiam das condições do tempo, que oscilam muito, impedindo o posicionamento do navio em certas condições de tempo (Barbosa, 2011).

115. Depoimento do engenheiro Roberto Gomes Jardim ao Museu da Pessoa.

área adjacente, localizada a quatro quilômetros a leste do bloco central de Enchova, em águas mais profundas e com reservatório ainda desconhecido, que tomou o nome de Projeto Enchova Leste. Com o objetivo de definir as condições geológicas da área, o projeto foi implantado em três fases, usando-se a mesma técnica aplicada em Enchova: instalação de uma plataforma semissubmersível de perfuração, Penrod 72 (SS-10), posicionada sobre o poço 3-EN-4-RJS, convertida em plataforma de produção, com capacidade de processamento de 45.000 barris/dia. A conversão da plataforma e a construção do seu sistema de produção de petróleo foram contratadas com a empresa Otis Engineering, dos Estados Unidos, sob a orientação da PETROBRAS, já com a experiência adquirida na fase inicial de Enchova. A plataforma era dotada de unidades de processamento para a separação do gás natural do petróleo, e separação da água e areia, que ocorria em grande quantidade em Enchova. A implantação do SPA de Enchova Leste daria oportunidade para a experimentação de uma importante inovação na condução do petróleo por dutos, dos poços até a plataforma: o uso de *risers* flexíveis, em substituição aos tubos rígidos de aço.

Na Fase I do projeto Enchova Leste foram reunidos os poços 3-EN-4-RJS, localizado no bloco central de Enchova, e 1-RJS-38 (o primeiro poço satélite da PETROBRAS), localizado no bloco leste. O sistema entrou em operação em abril de 1979. O poço 3-EN-4-RJS foi completado da mesma forma que o poço 3-EN-1-RJS, o primeiro de Enchova: a árvore de natal foi instalada na plataforma Penrod 72, sendo o petróleo conduzido desde o poço por meio de duto instalado dentro do *riser* de perfuração. O poço 1-RJS-38 foi completado com árvore de natal molhada Vetco, sob 189 metros de lâmina d'água; foi a primeira árvore molhada instalada pela PETROBRAS e a mais profunda à época em produção para uma unidade semissubmersível, alcançando recorde mundial em completação submarina (Machado Filho, 1983; 2011; Armando, S., 1983; Barbosa, 2011).

No poço 1-RJS-38, com sua árvore de natal submarina, o petróleo e o gás natural eram elevados à plataforma por meio de um novo sistema de elevação, o *riser* flexível; o uso de duto flexível na seção vertical constituía um conceito novo na produção de petróleo *offshore* (ver Seção 6.5).¹¹⁶ A comunicação e o controle da árvore submarina eram realizados por meio de cabo umbilical. O gás natural produzido era queimado, pois não se dispunha de compressores para enviá-lo a instalações em terra. Depois de processado na plataforma, o petróleo proveniente dos dois poços era transferido para um navio petroleiro, por meio de monoboia CALM, ancorada no fundo

116. O uso alternativo de riser rígido em um poço permitia reduzir os custos de completação no valor aproximado de US\$ 1.600.000, com a eliminação da árvore de natal submarina, do painel de controle na plataforma e dos desconectores rápidos (Farias e França, 1983, p. 80); contudo, o riser rígido não apresentava as vantagens do *riser* flexível quanto ao acompanhamento dos movimentos da plataforma flutuante no mar.

do mar e conectada à plataforma Penrod 72 por linha submarina flexível de 8 polegadas. A monoboia foi adotada em Enchova Leste para permitir o uso de petroleiros de maior capacidade de estocagem e melhorar a eficiência do sistema de amarração, pois a monoboia permite que o navio gire em sua volta enquanto continua recebendo a produção da plataforma, independentemente das condições ambientais (principalmente vento e correntes) (PETROBRAS, 2005; Barbosa, 2011). Em 2010, passados mais de 30 anos, a árvore submarina no poço 1-RJS-38 continuava em produção para a plataforma central de Enchova (Revista Petrobras, nº 152).

As duas plataformas, Sedco-135D (do Campo de Enchova) e Penrod 72 (Enchova Leste) foram interligadas por linha flexível submarina de oito polegadas; a ligação permitia escoar o óleo produzido pela Penrod 72 para o petroleiro no quadro de boias ligado à Sedco-135D. As duas plataformas produziam para um petroleiro de 53.000 TPB (Toneladas de Porte Bruto – DWT - Deadweight Tonnage) amarrado à monoboia. Quando estava com sua carga plena e tinha que ser trocado por petroleiro vazio, o fluxo de petróleo era invertido e a produção das duas plataformas era carregada no petroleiro menor, de 13.000 TPB, ancorado no quadro de boias da Sedco-135D (Machado Filho, 1983, p. 205).

Começava nessa fase de Enchova Leste a disseminação de árvores de natal molhadas na Bacia de Campos. Após seu uso inaugural no poço 1-RJS-38, foi instalada outra árvore submarina no poço 3-EN-6-RJS, em Enchova Leste, e foi recompletado o poço 3-EN-1-RJS do bloco central com árvore de natal molhada, entre julho-setembro de 1980. Os dois poços estavam conectados à plataforma Penrod 72, constituindo a Fase II do projeto Enchova Leste (Machado Filho, 1983).

Em continuação ao desenvolvimento da área de Enchova, a Fase III de Enchova Leste levou ao desenvolvimento de um novo campo, o Campo de Bonito, descrito mais à frente nesta seção.

Na implantação do Sistema de Produção Antecipada de Enchova Leste foram aprimoradas, testadas em campo e aprovadas três tecnologias incrementais pela PETROBRAS, em parceria com empresas nacionais e estrangeiras que participaram dos projetos e da construção dos equipamentos: a) árvore de natal molhada, produzida pela empresa Vetco, dos Estados Unidos, com controles remotos do tipo eletro-hidráulicos, com alternativa de uso de controle hidráulico sequencial, a partir do painel especial instalado na Penrod 72¹¹⁷; b) adaptação do conceito de linhas de fluxo flexível (dutos utilizados na condução de hidrocarbonetos no leito do mar) para ser utilizado como *riser* de produção (isto é, na seção vertical

117. Os controles por sistema de válvula sequencial eram uma alternativa confiável aos controles eletro-hidráulicos, que apresentavam falhas frequentes (Machado Filho, 2011). Para detalhes técnicos da primeira árvore submarina instalada pela PETROBRAS ver Machado Filho (1983, p. 205).

de condução dos hidrocarbonetos, a partir da linha flexível no fundo do mar até a plataforma), que apresenta a vantagem de se acomodar aos movimentos da plataforma e de ser reutilizável em SPAs de outros campos. Após o uso inicial do *riser* flexível, sua adoção pela PETROBRAS se acelerou, com inovações caracterizadas por utilização em águas mais profundas por meio de diversos aprimoramentos (ver seção 6.5 para a descrição da evolução da utilização de *risers* flexíveis pela PETROBRAS); c) a instalação de monoboia CALM para permitir a transferência do petróleo da plataforma para navios petroleiros de maior porte e melhorar a eficiência do sistema de amarração (Machado Filho, 1983; 2011; PETROBRAS, 2005; Valença e Jardim, 1983, p. 161).

Outra inovação, trazida da França, o dispositivo de engate/desengate rápido (QCDC – *quick connection/disconnection coupler*), colocado no costado da plataforma Penrod 72, foi projetado para ser utilizado para a liberação de *risers*, umbilicais e mangueiras de transferência de petróleo em caso de emergência: se ocorresse qualquer afastamento da plataforma ou do navio-tanque de sua posição original, em razão de tempestade, as linhas flexíveis seriam lançadas no mar, por meio de destravamento hidráulico, preservando a integridade das linhas e das árvores de natal; contudo, Barbosa (2011) esclarece que o dispositivo QCDC apresentou baixa confiabilidade para os fins a que se destinava, uma vez que falhou nas situações em que foi acionado.

Os *risers* foram produzidos pela empresa francesa Cofflexip com estrutura reforçada, aptos a resistirem a condições de tensionamento e a movimentos repetidos. Visto que pontos críticos se encontravam na sua conexão com a plataforma, foram utilizados restritores de curvatura para a proteção naqueles pontos, por meio de reforços nas paredes do *riser* (Machado Filho, 2011).

Como o SPA de Enchova Leste foi um sistema experimental, vários problemas tiveram que ser contornados para seu efetivo funcionamento, a exemplo dos efeitos das fortes correntezas, que causavam instabilidade durante a instalação das árvores de natal, visto que o ferramental empregado não tinha sido desenhado para operar naquelas condições. Outra dificuldade decorreu do insatisfatório funcionamento dos controles remotos eletro-hidráulicos da árvore submarina, em razão de entrada de água do mar em algum ponto da mesma, razão pela qual foram utilizados os controles hidráulicos sequenciais alternativos (Machado Filho, 1983; 2011).

A adoção do sistema antecipado para extrair petróleo enquanto eram fabricadas as plataformas fixas definitivas nos campos em que as profundidades e as condições ambientais permitiam, e em que essa escolha demonstrasse ser viável

economicamente, foi uma decisão tecnológica fundamental da PETROBRAS.¹¹⁸ Embora o aprendizado na produção de petróleo no mar estivesse sendo realizado por meio de adaptações e melhorias do sistema flutuante adotado no Mar do Norte, já ocorria a participação das atividades de pesquisa e desenvolvimento do CENPES nessa área (Furtado, 1996; Almeida, 1990).

A adoção do sistema antecipado permitiu o fornecimento de dados sobre o potencial de produção dos reservatórios de petróleo, que foram utilizados para o planejamento do sistema permanente de produção de Enchova. Os equipamentos utilizados nos sistemas flutuantes foram projetados de forma que pudessem ser incorporados aos futuros sistemas definitivos de produção, constituídos por plataformas fixas, mas muitos sistemas definitivos foram constituídos pelas próprias plataformas semissubmersíveis, convertidas em plataformas de produção permanentes (PETROBRAS, 2005).

A decisão de implantar os sistemas antecipados de Enchova e Enchova Leste, ao ensejar o desenvolvimento de várias inovações tecnológicas incrementais “pavimentou o caminho para os desenvolvimentos em águas profundas” (Saliés, 2004a). Para os aprimoramentos, a PETROBRAS incentivou o desenvolvimento de fornecedores no Brasil e realizou encomendas a empresas no exterior especializadas em equipamentos de perfuração e de produção em condições mais difíceis no mar, como já ocorria nas novas fronteiras em exploração no mundo, a partir dos anos 1960. As novas áreas produtivas no mundo presenciaram o surgimento de firmas especializadas na produção de equipamentos e na prestação de serviços para a produção nas difíceis condições do Golfo do México, Alasca, Mar do Norte, Costa Ocidental da África e Oceania (Duque Dutra, 1996, cit. por Dantas, 1999).

Expansão dos Sistemas de Produção Antecipada

Na implantação dos sistemas antecipados de Enchova, Enchova Leste e Garoupa/Namorado, parte importante da tecnologia de *hardware*, como se comentou, era importada e submetida a processo de adaptação pelas empresas produtoras de equipamentos, sob a orientação dos engenheiros e técnicos da PETROBRAS e do CENPES, como foram os casos das plataformas semissubmersíveis e das árvores de natal. Outra atuação da empresa foi direcionada aos diversos pontos críticos

118. Sobre as escolhas tecnológicas da PETROBRAS, trecho do depoimento da engenheira Louise Pereira Ribeiro ao Museu da Pessoa (2005): “*Você tinha que ver o que o mundo oferecia. Realmente, já tinham operadoras que já usavam esse tipo de tecnologia. Então, a gente tinha que buscar lá fora parte dessa tecnologia, trazer para o nosso cenário e para as nossas condições, as condições de mar. Você tinha que adaptar aquilo ao teu cenário. Nós tivemos que buscar muita coisa lá fora.... Então, isso a gente tinha que buscar em alguns fornecedores no exterior e trazer para cá, e tivemos que conhecer. Eu viajei muito, fui ver muita coisa, principalmente, na Noruega, da Norsk Hydro e da Statoil, que eram muito mais abertos, mais receptivos a visitas. Tivemos que ver o que o mundo usava e o que podíamos trazer para cá*”.

existentes no sistema flutuante de produção, sendo um dos principais o peso crescente dos *risers* flexíveis, em razão das cargas que exercem sobre a plataforma.¹¹⁹ Nas encomendas de plataformas e de equipamentos de perfuração, extração e elevação de petróleo, o CENPES passou a coordenar as empresas de engenharia e os consórcios de construção de equipamentos, passando a gerar novas tecnologias por meio de grupos de engenheiros integrados na Superintendência de Engenharia Básica do CENPES (Dias e Quaglino, 1993).

Os SPA implantados serviram como grande laboratório em campo para as diversas experimentações comentadas acima. O esforço para acelerar a produção dos novos campos de petróleo implicava a necessidade de absorver rapidamente tecnologias utilizadas em outras regiões petrolíferas mundiais, que eram repassadas aos fornecedores locais e resultavam em equipamentos cujos custos eram, muitas vezes, superiores aos projetos originais, porém cumpriam a meta de produção rápida (Ortiz e Shima, 2008).¹²⁰

A implantação de unidades de produção antecipada ensejou o treinamento de grupos de engenheiros capazes de conceber esses sistemas no CENPES e no Departamento de Produção (Depro) e no Grupo Especial de Sistema de Produção Antecipada (GESPA) da PETROBRAS, permitindo que as áreas operacionais consolidassem sua capacitação de concepção de sistemas de produção *offshore*, contribuindo para os conceitos posteriormente desenvolvidos pelo CENPES (Furtado, 1996).

Vários SPA aperfeiçoados foram instalados depois de Enchova e Garoupa, por meio da conversão de plataformas semissubmersíveis (SS-FPU) e autoelevatórias (*jack-up*) em plataformas de produção, e a conversão de navios petroleiros em plataformas FPSO para funcionarem como sistemas permanentes (PETROBRAS, 2005, p. 29). Após o desenvolvimento dos campos de Enchova, Enchova Leste e Garoupa/Namorado, a PETROBRAS implantou, até 1985, sistemas de produção antecipada em diversos campos localizados em lâmina d'água inferior a 300 metros, como Garoupa Norte, em 1979-82 (113 metros);

119. A implantação dos *risers* flexíveis em campo era realizada pelo navio Flexservice, da empresa francesa Coflexip. "Tivemos um grande desenvolvimento em linhas flexíveis e equipamentos submarinos, em parcerias com diversas empresas nacionais e estrangeiras... Tudo isso foi desenvolvido em parceria com eles. Nós tínhamos as necessidades e definíamos a performance do equipamento, o que o equipamento tinha que fazer, como o equipamento devia operar, e íamos trabalhando junto, construindo o que tinha que ser construído. Eles traziam as idéias deles, botavam junto com as nossas e construíamos as árvores" (Jacques Braille Saliés, depoimento ao Museu da Pessoa).

120. Depoimento de Marcos Guedes Gomes Morais, engenheiro da PETROBRAS ao Museu da Pessoa: "Enfim, foi um processo evolutivo, e nessa época nós estávamos falando de 100 metros, 120, 130 metros de lâmina d'água, que era a lâmina d'água profunda que já era um desafio. Você trabalhava, desenvolvia e aplicava, o teste era no campo, de fato. E as melhorias eram implementadas nos projetos subsequentes. Então, era um modo contínuo. Você não tinha tempo de preparar, testar, se certificar, ir lá instalar. Era um processo contínuo mesmo. Nessa sequência, que vinha quase como uma adaptação, nós íamos adaptando, íamos corrigindo as dificuldades encontradas e íamos ajustando os sistemas".

Bonito, em 1980-82 (190 metros); Pampo, em 1980-81 (117 metros); Pampo/Linguado, em 1980-83 (105 metros); Bicudo, em 1982-88 (135 metros); Garoupinha, em 1982-86 (113 metros); Corvina, em 1983 (225 metros); Piraúna, em 1983 (293 metros), além de Marimbá, em 1985, em lâmina d'água de 383 metros, e diversos outros. Em Marimbá, ocorreu a primeira utilização do método *lay-away guideline*, em 411 metros de lâmina d'água, no poço 3-RJS-298, em que a árvore de natal submarina foi descida para o fundo do mar e instalada já conectada com sua linha de *riser* e duto umbilical. Em 1983, o SPA de Garoupa já dispunha de compressor de gás, e estavam sendo instalados os compressores para o aproveitamento do gás natural nos SPA implantados (Armando, S., 1983, p. 27). Os desenvolvimentos iniciais de alguns dos campos citados, implantados em lâminas d'água inferiores a 300 metros, na primeira metade da década de 1980, são descritos a seguir. As sínteses da implantação de outros importantes campos, em águas com profundidade acima de 400 metros, estão descritos na Seção 6.7.

De acordo com Assayag (2005), o sucesso das contínuas descobertas e da colocação em produção de seguidos campos de petróleo na Bacia de Campos levou a PETROBRAS a considerar que “o sonho da autossuficiência mostrava-se possível”.

Sistema de Produção Antecipada de Bonito

O desenvolvimento da Fase III de Enchova Leste levou à formação de um novo campo, o Campo de Bonito, após a descoberta de um reservatório na formação Macaé, com ótimas condições de produção. O início do desenvolvimento do novo campo começou com a perfuração de seis poços em Enchova Leste, a partir de um *template* de produção instalado, no final de 1979, a 20 metros a leste do poço 1-RJS-38, colocando-se um manifolde sobre o *template* e perfurando-se outros três poços satélites.¹²¹ Para a fixação do *template* foi ancorada a plataforma de perfuração semissubmersível Marlim VII, em novembro de 1980. Em seguida foram perfurados os seis poços do *template*, que alcançaram a zona em calcário da formação Macaé, abaixo do reservatório em arenito Carapebus, que forma a zona produtora de Enchova Central e Enchova Leste. No Sistema de Produção Antecipada de Bonito foi utilizada a plataforma semissubmersível Penrod 71, em 1982, com árvores submarinas em todos os seis poços do *template*. Os controles remotos das árvores de natal submarinas, das demais árvores submarinas satélites e

121. O *template* de Enchova Leste consistia de uma estrutura tubular instalada no solo marinho que continha as guias dos seis poços a serem perfurados, quatro estacas para sua fixação no solo marinho e conexões para os seguintes equipamentos: três árvores de natal satélites, *riser* de produção, *risers* de teste elinhas de fluxo de dois dos seus poços; os *risers* de teste podiam ser usados para a injeção de água nos poços através do espaço anular. Sobre o *template* foi instalado o manifolde. Os controles das árvores de natal eram eletro-hidráulicos, com alternativa sequencial hidráulica; os painéis de controle remoto no convés da plataforma Penrod-71 foram interligados ao *template* através de cabos elétricos e umbilicais hidráulicos (Machado Filho, 1983).

do manifolde foram conectados ao *template* através do *moonpool* da Penrod-71 (o *moonpool* é uma abertura no casco da plataforma para a realização de trabalhos de perfuração, lançamentos de equipamentos no mar e outros serviços). A produção da Penrod-71 era transferida para o conjunto de monoboias de Enchova-Bicudo. Os poços 3-EN-1-RJS, 3-EN-6-RJS e 1-RJS-38 foram conectados ao SPA de Bonito, além de outros poços. Foi instalado na plataforma Penrod 71 um compressor de gás com capacidade de comprimir o gás separado em Bonito e Bicudo e transferi-lo para instalações em terra através da Plataforma Central de Enchova (PCE-1).

O sistema implantado em Bonito representou aprofundamento no uso do SPA: o *template* e o manifolde, ao reunirem a produção de diversas árvores de natal em um único duto flexível conectado à plataforma, viabilizaram o aumento do número de poços em produção para uma única plataforma, diminuindo o peso sobre ela de diversos dutos que, de outra forma, teriam que ser conectados a cada árvore de natal. Em razão do uso do *template*, do maior número de árvores de natal e de diversos controles remotos, “o projeto Bonito tornou os projetos de Produção Antecipada de Enchova bem mais complexos”, segundo as descrições técnicas de Machado Filho (1983) sobre a implantação do Campo de Bonito.

Sistema de Produção Antecipada de Bicudo

Depois de utilizada na implantação do SPA de Enchova, em 1977, a plataforma Sedco-135D, junto com seu quadro de boias, foi deslocada para outro poço, onde formou o SPA de Pampo, onde operou em 1980-1981. Em seguida, em dezembro de 1981, a plataforma Sedco-135D foi estacionada no novo Campo de Bicudo, localizado a quatro quilômetros do Campo de Enchova, em lâmina d'água de 130 metros, com capacidade para processar 30.000 barris/dia de petróleo, provenientes de cinco poços de produção, onde operou até 1988, permitindo a integração dos dois campos. Geologicamente, o Campo de Bicudo é formado por duas estruturas separadas, com a extração de petróleo proveniente do Arenito Carapebus e do Calcário Macaé. O sistema do Campo de Bicudo foi formado pelos poços-satélite 4-RJS-134, com árvore molhada Regan, 7-BI-1D-RJS, com árvore Vetco, e 7-RJS-158D, com árvore Regan. Os três poços foram completados com *gravel pack* (sistema com telas e cascalhos para o controle da areia produzida juntamente com os hidrocarbonetos no poço). A esses poços foi acrescentado o poço 7BI-2D-RJS, completado com E-Z Tree e árvore de natal de superfície na plataforma Sedco-135D, cuja capacidade de processamento era de até 30.000 barris/dia. O escoamento de petróleo era realizado pelo sistema de monoboias de Enchova, permitindo que os dois campos operassem sem paralizações, mesmo durante a troca do petroleiro aliviador. Entre 1989 e 1999, e a partir de 2002, a plataforma Sedco-135D (atual PETROBRAS 65) foi ancorada no Campo de Enchova.¹²²

122. Para outras informações técnicas sobre o Campo de Bicudo, à época de sua implantação, ver Valença e Jardim (1983).

Sistema de Produção Antecipada de Pampo

O Campo de Pampo foi descoberto em 1977, localizado a quatorze quilômetros de Enchova. Os primeiros testes mostraram que o petróleo possuía alto teor de gás carbônico (CO_2) e de gás sulfídrico (H_2S); como a PETROBRAS tinha pouca experiência com esse tipo de óleo, foi decidida a instalação de um SPA com o propósito de recolher informações sobre o processamento do petróleo e para subsidiar a definição de um projeto final. O SPA de Pampo entrou em produção em dezembro de 1980, por meio do poço 3-PM-2-RJS, completado com E-Z Tree da empresa Flopetrol e árvore de natal de superfície. Foi utilizada, no início, a plataforma Sedco-135D (que havia sido liberada de Enchova), cuja produção de petróleo era escoada para petroleiro amarrado em quadro de boias, por meio de mangotes flutuantes. A fase inicial foi importante para o levantamento de informações sobre o reservatório, em Calcário Macaé, e no controle da corrosão provocada por H_2S e CO_2 (Valença e Jardim, 1983; Armando, S., 1983).

Sistema de Produção Antecipada de Pampo/Linguado

Em 1981, o poço 3-PM-2-RJS, do Campo de Pampo, foi recompletado com uma árvore de natal submarina Vetco pela plataforma Sedco-135-D, sendo em seguida, em novembro daquele ano, integrado ao SPA de Linguado, junto com os poços 1-RJS-49, completado com árvore de natal de superfície, e 3-RJS-73B do Campo de Linguado, completado com árvore de natal submarina FMC. A nova configuração formou um novo sistema de produção, o Campo Pampo/Linguado, que passou a produzir para a plataforma semissubmersível Transworld 61, com capacidade para processar 20.000 barris de petróleo por dia, estacionada em 102 metros de lâmina d'água. A plataforma Sedco-135D foi liberada para operar no SPA de Bicudo. O Campo Pampo/Linguado está localizado a quatro quilômetros do Campo de Pampo, em formação geológica de Calcário Coquinas, um tipo de calcário composto por fragmentos de fósseis ou formado por agregados friáveis (esfareláveis) de conchas e fragmentos de conchas (Fernández *et al.*, 2009). A decisão de implantar um SPA, em 1980, visava o conhecimento geológico do calcário Coquinas e dar continuidade à extração de petróleo do Campo de Pampo. O SPA foi implantado com quatro poços, sendo os três poços satélites completados com árvores de natal submarinas (Valença e Jardim, 1983; Armando, S., 1983).

Sistema de Produção Antecipada de Corvina¹²³

O Campo de Corvina, na Bacia de Campos, está localizado a 80 quilômetros da costa, em lâmina d'água entre 200 a 300 metros, tendo sido considerado pro-

123. Baseado no relatório técnico de implantação do Campo de Corvina, de Mauro Niehues de Farias e Luciano de Castro França (1983).

fundo à época da formulação do projeto técnico de desenvolvimento do campo. Foi descoberto pelo poço pioneiro 1-RJS-54, em lâmina d'água de 254 metros, a 30 quilômetros do Campo de Enchova. Os testes de produção, realizados entre o final da década de 1970 e princípio da década de 1980, concluíram pela inviabilidade econômica da implantação de plataforma fixa, decidindo-se pela adoção do Sistema de Produção Antecipada, com a plataforma PETROBRAS P-09 como Unidade Estacionária de Produção definitiva. O campo foi considerado um dos que apresentavam maior dificuldade técnica para a implantação de sistema de produção, em razão da profundidade da lâmina d'água e por ser de pequeno tamanho. O tempo máximo de produção previsto foi de 20 anos. Ao analisar a melhor opção econômica para a implantação de plataforma, o projeto de investimentos definiu, previamente, vários fatores básicos a serem atendidos pelo sistema, a saber, baixo investimento inicial, rápida entrada em operação do sistema de produção, rápida desmobilização do sistema para uso em outra área, atendimento das normas de segurança e baixo custo operacional, entre outros requisitos.

A análise condicionada pelo menor risco de investimento conduziu à escolha de plataforma de perfuração semissubmersível a ser adaptada, que começou a produzir em 1983. O investimento total foi estimado no projeto em US\$ 80 milhões, que incluía a planta de processamento com capacidade de 40.000 barris/dia. O sistema selecionado apresentou vantagens sobre outras duas alternativas avaliadas, isto é, a utilização de navio de processo ou de navio com Posicionamento Dinâmico, e evitou que o campo fosse considerado não comercial em razão da baixa produção prevista, especialmente por ter facilitado a realização de operações de intervenção nos poços. Nos dois sistemas alternativos, os poços ficariam afastados da embarcação de produção, exigindo uma plataforma de completação para a realização de intervenções, encarecendo o custo das operações de produção, enquanto o uso de plataforma semissubmersível permitiria a perfuração de poços adjacentes, localizados sob a plataforma, permitindo intervenções pela própria plataforma. No projeto inicial foi prevista a perfuração de um poço vertical e três poços direcionais, sendo três equipados com árvores de natal submarinas e um com árvore de superfície para a redução de custos, presa na *catarina* (roldana com polias) da semissubmersível, utilizando-se o *riser* de perfuração para a elevação dos fluxos produzidos e *blowout preventer* e *E-Z Tree* na cabeça de poço como elementos de segurança. O tempo previsto de retorno do capital a ser investido no projeto foi estimado em apenas dez meses. Dado o atendimento pelo sistema de plataforma semissubmersível das condições de economicidade pré-definidas, o SPA implantado foi considerado um sistema definitivo. O campo de Corvina produzia, em 2010, 25.000 barris/dia por meio da plataforma semissubmersível P-09.

Implantação dos sistemas definitivos de produção com plataformas fixas

O sistema flutuante de produção de Garoupa/Namorado foi desmobilizado em 1983-1984, e substituído por sete plataformas fixas, que começaram a ser desenvolvidas pelo GECAM-PETROBRAS, a partir de 1979, como parte do programa de implantação do sistema definitivo de produção. O sistema compreendeu o projeto de sete plataformas fixas de perfuração, completação e produção para utilização em lâmina d'água entre 100 a 170 metros, nos Campos de Garoupa, Namorado, Enchova, Cherne e Pampo. Seis jaquetas das plataformas e todos os módulos de produção foram construídos no Brasil (PETROBRAS, 1983, p. 6). Foram perfurados poços direcionais com inclinação de até 45 graus (PETROBRAS, 2005; Saliés, 2004a). O sistema rígido compreendia plataformas centrais e plataformas satélites. As centrais eram de aço, para perfuração de poços e produção de hidrocarbonetos, equipadas com plantas completas de processo da produção, sistema de tratamento e compressão de gás natural, sistemas de segurança, utilidades e acomodação de pessoal, com capacidade de produção entre 95.000 a 200.000 barris/dia. As plataformas satélites dispunham de estágio de separação primária de fluidos produzidos, com capacidade de 50.000 a 63.000 barris/dia. Sua concepção é semelhante às utilizadas no Mar do Norte. Os investimentos incluíram, ainda, o desenho, fabricação e lançamento de aproximadamente 500 quilômetros de dutos rígidos no mar para escoamento de petróleo e gás natural (Fiesc, Sindipetro, 2006; Saliés, 2004a). No período entre a implantação dos sistemas provisórios de produção e os sistemas fixos definitivos, a produção nacional passou de 14% do consumo total, em 1979, para cerca de 50%, em 1985 (Assayag, 2005; Dias e Quaglino, 1993).

Após 1989, outras sete plataformas fixas foram instaladas no desenvolvimento do Polo Nordeste da Bacia de Campos, em águas de 80 a 101 metros de profundidade, destinadas à produção dos Campos de Vermelho, Pargo e Carapeba. Foram instaladas cinco plataformas satélites de produção e um sistema central, formado por duas plataformas geminadas, sendo uma para a planta de processo e outra para serviços (Pargo 1A e Pargo 1B). Foram instalados seis *templates* e perfurados e completados 120 poços, todos equipados com bombas elétricas submersas (BCS/ESP - Electrical Submersible Pumps), conectadas à árvore de natal nas plataformas. Em 1994, foi instalada a sétima plataforma fixa do Polo Nordeste. As plataformas foram desenvolvidas pela Engenharia Básica do CENPES, a partir de 1983, sendo as engenharias de detalhes e de produção realizadas por empresas brasileiras (Justi, 2009; PETROBRAS, 2005). Foi o primeiro projeto com concepção e tecnologia integralmente projetadas no Brasil, uma vez que, até aquele momento, grande parte da tecnologia incorporada nos projetos era importada do modelo norte-americano desenvolvido para as condições ambientais do Golfo do México ou do modelo britânico para o Mar do Norte (Assayag, 2005).

Os primeiros veículos de operação remota (ROV) na Bacia de Campos

Antes da utilização dos atuais veículos de operação remota (ROV) usavam-se pequenas câmeras de televisão portáteis, levadas pelo mergulhador, ou câmeras descidas junto com os demais equipamentos, para a visualização no fundo do mar; esses equipamentos serviam, além de monitoramento, como meio de comunicação entre a plataforma e o mergulhador. Tinham reduzido raio de ação, em torno da cabeça de poço, e apresentavam defeitos frequentes. Usaram-se, ainda, trajes atmosféricos desenvolvidos na década de 1970, denominados Jim e Wasp, que consistiam de armaduras com articulações que vestiam o mergulhador para operar no fundo do mar, mantendo a pressão atmosférica interna; o Wasp possuía propulsores para ajudar a impulsionar o mergulhador. Esses sistemas de mergulho foram abandonados pela PETROBRAS, pois apresentavam baixa eficiência devido às restrições nos movimentos do mergulhador provocadas pelas articulações da vestimenta (Machado Filho, 2011). Com a necessidade de melhor tecnologia, foram introduzidos os RCV (*Remotely Controlled Vehicles*) para inspeções e orientação ao mergulhador, equipados com pequena câmera de TV, flutuador e pequeno motor para a movimentação. Os RCV eram utilizados para visualização e direcionamento dos trabalhos do mergulhador, ainda sem funções operacionais diretas. A partir da entrada em produção, na segunda metade da década de 1980, de campos de petróleo em lâminas d'água superiores a 300 metros impôs-se a necessidade da utilização de veículos equipados com pequenos braços para a realização de intervenções, sem a presença de mergulhador e sem cabos-guia; a partir daquela profundidade, os ROVs se tornaram imprescindíveis na exploração no mar (Barbosa, 2011; Machado Filho, 2005; 2011).

5.4. Expansão dos sistemas de produção em águas profundas

A partir de 1987 foram implantados Sistemas Flutuantes de Produção nos campos de petróleo de Albacora, Marlim, Barracuda, Marlim Sul, Roncador, Jubarte e diversos outros. Vários dos sistemas flutuantes implantados na Bacia de Campos constituem extensões dos Sistemas de Produção Antecipada originais, mantendo algumas de suas características, porém com reservas de petróleo maiores, em águas mais profundas, com maior número de poços em produção, que exigiram sistemas mais complexos em equipamentos submarinos e instalações de processamento; no desenvolvimento dos campos no período posterior aos dos primeiros SPA, a tecnologia sísmica 3-D substituiu com vantagem as informações sobre os volumes dos reservatórios fornecidas pelos SPA pioneiros (Saliés, 2004a).

O início da produção de petróleo em um daqueles campos, Marlim, em 1991, por meio do poço produtor MRL-3, localizado a 721 metros de lâmina d'água registrou novo recorde mundial em completação submarina, após o recorde no Campo de Marimbá, em 1988, com 492 metros. As obras de enge-

nharia submarina de petróleo no Campo de Marlim foram reconhecidas pela Offshore Technology Conference (OTC), de Houston, Texas, que concedeu à PETROBRAS o prêmio *Distinguished Achievement Award*, de 1992, o maior prêmio internacional na área petrolífera.¹²⁴ Três anos depois, em 1994, a extração de petróleo foi elevada para águas superiores a 1.000 metros de profundidade, com a instalação do sistema flutuantes de produção no poço Marlim 4, sob 1.027 metros de lâmina d'água, que alcançou novo recorde mundial. Os desenvolvimentos de alguns grandes campos em águas profundas e ultraprofundas da Bacia de Campos, bem como a descrição da construção dos *cases* de Marlim e de Roncador, que concorreram e venceram o prêmio da OTC de 1992 e de 2001, respectivamente, encontram-se narrados na Seção 6.7.

A Tabela 4 mostra os avanços, em profundidades de lâmina d'água, de alguns importantes campos de petróleo descobertos no Brasil.

TABELA 4
Evolução da profundidade de campos de petróleo descobertos na plataforma marítima (1968 - 2002)

Campos de petróleo	Ano da descoberta	Lâmina d'água (metros)
Guaricema	1968	28
Garoupa	1974	124
Namorado	1975	140 - 250
Badejo	1975	100
Enchova	1976	120 - 160
Pampo	1977	117
Bonito	1977	190
Marimbá	1983	380 - 490
Albacora	1984	150 - 1.100
Marlim	1985	650 - 1.050
Albacora Leste	1986	800 - 2.000
Marlim Leste	1987	1.251
Marlim Sul	1987	800 - 2.600
Barracuda	1989	600 - 1.100
Caratinga	1994	850 - 1.350
Espadarte	1994	750 - 1.500
Roncador	1996	1.500 - 1900
Jubarte	2002	1.250 - 1.400

Fonte: Saliés (2004a); www.clickmacae.com.br; elaboração do autor.

124. A Offshore Technology Conference é o principal evento da indústria de petróleo offshore no mundo, realizada anualmente em Houston, no estado do Texas, Estados Unidos da América.

CAPÍTULO 6

EVOLUÇÃO DAS TECNOLOGIAS DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO EM ÁGUAS PROFUNDAS

Iniciar a produção de petróleo nos campos de Marlim e Albacora, localizados em águas que iam até cerca de 1.100 metros de profundidade, passou a representar novo desafio produtivo para a PETROBRAS, uma vez que as tecnologias para a produção *offshore* disponíveis no mundo, na primeira metade da década de 1980, tinham sido desenvolvidas para profundidades abaixo de 400 metros (Assayag, 2002). A Companhia dominava, em 1984, as técnicas incrementais aplicadas em campos de petróleo localizados sob profundidades próximas de 400 metros, mas não tinha como adquirir tecnologias para a produção em lâminas d'água mais profundas, pois embora já estivessem sendo estudadas em centros de pesquisas e por empresas petroleiras no mundo, não existiam incorporadas em equipamentos (Miranda, 1995, cit. por Dantas, 1999; Saliés, 2004b).¹²⁵

Outra restrição para o sucesso dos novos empreendimentos encontrava-se no aspecto organizacional: a PETROBRAS trabalhava com baixa integração entre as áreas de exploração, perfuração e produção, que desenvolviam trabalhos voltados a vencer os desafios em cada área, mas não realizavam esforço coordenado, como as novas profundidades no mar passaram a exigir. Além da reduzida integração entre as áreas operacionais, complementar a área de pesquisas da empresa com a área de produção de petróleo poderia eliminar as desconfianças que existiam entre pesquisadores de laboratório e engenheiros de campo, pois juntos iriam testar as soluções projetadas para as águas profundas e reunir as experiências de cada área. Nesse sentido, o PROCAP foi um elemento agregador na Companhia (Saliés, 2004b; De Luca, 2011).

125. O depoimento de Jacques Braille Saliés ao Museu da Pessoa (2004) ilustra os novos desafios que emergiram ao se planejar a produção em águas marítimas profundas: *“Então, chegamos, descobrimos Marlim e aí, o que nós vamos fazer com isso aqui? Nós temos um campo gigante, em lâmina d’água próxima a 800 a 1.200 metros, como é que nós vamos produzir isso? Nós vivíamos com uma geração de árvores de natal com mergulho até 300 metros, e como vamos fazer isso sem mergulhador, como vão ser os nossos risers, como nós vamos ancorar a plataforma, que tipo de plataforma vai ser o ideal? Então, a Petrobras começou a ver que teria que se “virar” em diversas áreas para conseguir encarar o desafio, porque o Brasil precisava do petróleo”. ‘A gente olhava em volta: ‘Vamos comprar tecnologia de quem, do Mar do Norte?’ Não tinha. Não existia. ‘Vamos comprar no Golfo do México.’ Não tinha. ‘Como nós vamos fazer? Nós vamos ter que nos virar, vamos ter que desenvolver a nossa tecnologia e, junto com isso, vamos ter que alavancar uma tecnologia no mundo todo para que tenha condição de nos suprir’. Precisávamos construir uma indústria nacional que tivesse condições de suprir as nossas necessidades.”*

Diante do que se acreditava ser uma impossibilidade produzir petróleo àquelas profundidades, exceto em prazos que se imaginava poderiam alcançar mais de dez anos, o empreendimento em águas acima de 400 metros foi um marco na PETROBRAS. Em termos geológicos, a extração seria realizada em rochas sedimentares de arenitos, que apresentam perspectivas favoráveis à existência de acumulações de hidrocarbonetos, mas são pouco consolidadas, com possibilidade de desmoronamentos dos poços.

Para viabilizar a produção em águas profundas era necessário adaptar as tecnologias e os sistemas de produção já em uso em águas próximas a 400 metros de profundidade para lâminas d'água superiores, e gerar tecnologias, por meio de inovações em plataformas de produção, árvores de natal submarinas, *risers*, manifolds e demais equipamentos. À época, duas opções foram intensamente discutidas na PETROBRAS: a realização de pesquisas de forma autárquica, ou levar adiante esforços cooperativos com universidades, instituições de pesquisa e empresas, incluindo o levantamento das opções tecnológicas de produção disponíveis no Golfo do México e no Mar do Norte. Dirigentes e pesquisadores optaram por um amplo arranjo, por meio de parcerias com empresas nacionais e estrangeiras, petroleiras concorrentes e universidades, aproveitando-se do domínio tecnológico já adquirido e dos conhecimentos acumulados nas tecnologias dos Sistemas de Produção Antecipada dos campos de Enchova, Garoupa, Bonito, Marimbá e outros (Silveira, 2009; Freitas, 1993).

Nas novas condições em águas mais profundas, o desafio inicial consistia no levantamento de dados geológicos e ambientais para substituir as informações existentes, então adquiridas nos Estados Unidos, sobre alturas das ondas e as direções dos ventos e das correntes marinhas, que por serem geradas externamente não eram plenamente confiáveis. Com o PROCAP 1.000, instituído em 1986, começou-se a medir as condições ambientais, o grau de salinidade das águas, as características da superfície e do solo marinho, as condições de temperatura e pressão do meio ambiente marinho, além das propriedades dos petróleos dos grandes campos de Marlim e Albacora, e outras características oceanográficas e meteorológicas da região de Campos. A coleta dos dados permitiria formar um banco de dados para orientar as definições sobre o sistema mais adequado de produção para a Bacia de Campos e, posteriormente, desenvolver tecnologias próprias (Assayag, 2005; Freitas, 1993; Furtado, 1996).

Para operar em águas profundas, as modificações requeridas nos projetos básicos das plataformas semissubmersíveis, que eram o foco da PETROBRAS, precisavam ser complementadas com aprimoramentos e adaptações

nos equipamentos usados no ambiente marítimo. Havia a necessidade de encontrar soluções para reduzir a pressão nas plataformas, na passagem dos 400 metros de profundidade para 1.000 metros, por meio da diminuição do peso das linhas submarinas de ancoragem e dos *risers*; quanto mais se aliviasse o peso a ser suportado abaixo da plataforma, maior peso poderia ser suportado no convés com os equipamentos de processamento (Freitas, 1993; De Luca, 2011).

O planejamento para viabilizar a exploração dos campos de Albacora e Marlim exigiu a reunião de esforços de várias áreas técnicas da PETROBRAS e CENPES. Partiu da área de Exploração e Produção da Companhia a necessidade de criação de um programa para gerenciar os projetos específicos em águas profundas (Saliés, 2004b). Isso foi feito, inicialmente, por meio da criação da Comissão Interdepartamental para Águas Profundas (CIAP), em 1985, que reuniu recursos humanos de diversos departamentos da Companhia envolvidos no projeto de produção em águas profundas, em esforço multidisciplinar que começou a orientar o processo de aprendizado no programa de capacitação tecnológica a ser adotado (Ortiz, 2006). Após as conclusões de estudos pela CIAP, foi elaborado pelo CENPES e departamentos técnicos da Companhia um conjunto de projetos de pesquisa voltados ao incremento da capacidade técnica para a produção de petróleo e gás natural em águas com profundidade de até 1.000 metros, que constituiu a base para o lançamento do Programa de Capacitação Tecnológica em Sistemas de Produção para Águas Profundas (PROCAP 1.000).¹²⁶

6.1. Programa de Capacitação Tecnológica em Águas Profundas (PROCAP)

O objetivo do PROCAP foi capacitar tecnologicamente a PETROBRAS, os fornecedores nacionais de equipamentos e serviços, as firmas internacionais com plantas produtivas no Brasil e as instituições de pesquisa, com o fim de desenvolver equipamentos e sistemas de produção para viabilizar a produção de petróleo dos campos em águas profundas de Albacora e Marlim e demais campos que eventualmente fossem descobertos a profundidades acima de 400 metros de lâmina d'água. O PROCAP constitui-se em notável inovação organizacional, ao introduzir novas práticas e procedimentos para melhorar o compartilhamento do aprendizado e do conhecimento no interior da Companhia, integrar diferentes departamentos para um objetivo comum, estabelecer novas modalidades de colaboração com instituições de pesquisa e empresas fornecedoras de bens e serviços,

126. O primeiro PROCAP não recebeu, quando de seu lançamento, a denominação "1.000", tendo essa designação ocorrida após a adoção do PROCAP 2.000, em 1992. O programa foi criado, em 1986, pelo Superintendente do CENPES, José Paulo Silveira, com o apoio de Alfeu Valença, Superintendente do Departamento de Produção da Petrobras, e foi coordenado pelo engenheiro Frederico Araújo dos Reis, que formulou o formato matricial do programa (Assayag, 2005).

entre outros aprimoramentos na gestão.¹²⁷

6.2. PROCAP 1.000 – Tecnologias para o desenvolvimento da produção em águas profundas

O PROCAP 1.000 foi executado de 1986 a 1991, integrado por 109 projetos multidisciplinares. Os custos do programa foram de US\$ 68 milhões (Freitas, 1993). Os projetos desenvolvidos no âmbito do PROCAP 1.000 deram origem a uma parte significativa das 251 patentes depositadas pela PETROBRAS e CENPES, de 1987 a 1992, das quais 140 foram registradas no País e 111 em outros países. Naqueles seis anos, a atividade patenteadora média anual da Companhia duplicou em relação aos seis anos anteriores (1981-1986), ao passar de 20 para 42 patentes.¹²⁸

Um resumo dos principais projetos e sistemas de produção para os quais se procuravam soluções tecnológicas permite destacar os seguintes: i) aprimoramento dos sistemas flutuantes de produção já em utilização, como as plataformas

127. Manual de Oslo, parags. 177-182 e 196. Veja-se, a propósito, o depoimento da engenheira Louise Pereira Ribeiro ao Museu da Pessoa sobre o PROCAP: "O PROCAP foi um programa estratégico da Petrobras, que tinha como meta atingir os mil metros, quando teve o desafio em 1984. Com as descobertas dos campos em águas profundas, era preciso desenvolver uma tecnologia que o mundo não tinha. A Petrobras se organizou e disse: 'Eu tenho que desenvolver tecnologia para chegar, para produzir esses campos.' 'Aí já entra o processo de gestão, onde você cria os projetos e dá foco. ... A meta era a produção dos campos e para viabilizar essa produção eu preciso ter um conjunto de iniciativas que são denominadas projetos, num modelo de gestão, para que consiga chegar àquele objetivo. Então, o PROCAP tinha projetos tanto na área de poços, quanto na área naval, na área submarina e na área de escoamento. O foco dele eram essas quatro áreas de atuação. E tinha uma carteira de projetos estruturada dentro de cada uma dessas áreas, cada uma coordenada por uma pessoa, para poder chegar ao seu objetivo que era desenvolver os campos. Então, na área submarina, tinha que desenvolver os dutos, tinha que ver os equipamentos que precisava para aquela lâmina d'água e tinha que criar os projetos com plano de ação, coordenador e metas para chegar ao seu objetivo. Se você tinha que desenvolver um duto flexível para uma determinada área, uma determinada lâmina d'água, com um determinado fluido, tinha que estruturar um projeto com um plano de ação e atividades cronologicamente coordenadas, para que conseguisse disponibilizar aquele produto no prazo estabelecido. É um modelo de gestão consagrado dentro da Empresa. Os nossos processos de gestão de tecnologia dentro da Empresa são consagrados. A única coisa é que o programa tira daquele bolo de projetos um conjunto, ou estrutura para desenvolver. Depois do PROCAP 1000, tivemos o PROCAP 2000 e, hoje, estamos no PROCAP 3000".

128. Dados de patentes provenientes da base de dados do IPEA (2010). A propósito do PROCAP, o depoimento de Marcos Assayag ao Museu da Pessoa apresenta uma visão dos principais temas na exploração de petróleo que foram objeto de pesquisas e desenvolvimento no âmbito do PROCAP 1.000: "Os 109 projetos do PROCAP estavam relacionados ao problema de águas profundas. Para produzir em águas profundas, você tem muitas especialidades: na área de poço, de sistemas submarinos, de escoamento, de unidades de produção, de sistema de ancoragem da unidade de produção. É todo um processo, que nasce no reservatório de petróleo. E nas profundidades maiores existem as disciplinas que você tem que estudar, os diversos sistemas que você pode adotar para produzir o petróleo. Então, esses 109 projetos eram multidisciplinares, cobriam todas as disciplinas envolvidas. Todos os processos. Então, a primeira etapa do processo de produção de petróleo é descobrir o reservatório. Isso não é característica de água profunda, é o procedimento usual, é a descoberta da geologia. É a exploração. Então, tem o reservatório, o poço, o sistema de escoamento do poço, do reservatório pelo poço. A elevação do petróleo pode ser natural ou artificial. Depois, como é que chega do fundo do mar esse petróleo, o sistema de segurança que tem que ter, como é que você distribui o petróleo, a garantia do escoamento para que esse petróleo possa sair do poço até uma unidade de produção. Então, todo o sistema, todos os dutos que passam o petróleo. E a plataforma inicial, a unidade de produção, que pode ser uma plataforma submersível e pode ser um navio. Todos esses temas eram estudados no PROCAP, geralmente com os projetos. Eram 109 projetos de pesquisa. Muitos desses projetos de pesquisa eram só aprofundamento de conhecimentos que não foram adiante. Mas, em pesquisa, é assim mesmo. Você tem 10 projetos. Um projeto que dá certo paga todos os outros. Tem sistemas fantásticos que a gente desenvolveu no PROCAP".

semisubmersíveis e FPSOs, dada a versatilidade desses sistemas; ii) novas concepções de produção, como as plataformas de pernas tensionadas (TLP) e sistema de bombeamento multifásico de petróleo; iii) adaptações e desenvolvimentos incrementais de equipamentos submarinos para águas profundas, como árvore de natal molhada, *risers* e template/manifolde; iv) análise das melhores condições ambientais no mar para o uso de plataformas fixas; v) novos processos e sistemas de produção no mar; vi) especificações de veículos de operação remota (ROV); vii) características de poços e reservatórios; viii) mapeamento do solo, entre diversos outros (Freitas, 1993). Outra ação importante consistiu na formação de bancos de dados sobre os reservatórios marinhos e sobre os sistemas existentes de produção, instalação e inspeção submarina no mundo.

Entre os diversos agentes envolvidos nos projetos do PROCAP 1.000, o maior número de projetos (79) foi desenvolvido pelo CENPES, que teve como principal parceiro a Universidade Federal do Rio de Janeiro, destacando-se as seguintes ações: montagem do banco de dados meteorológicos e oceanográficos da região de Campos, programas de *software* aplicados à análise dos reservatórios e do comportamento das concepções tecnológicas de produção, e desenvolvimento de projetos conceituais e/ou básicos dos sistemas de produção marítimos (Bruni, 2002; Freitas, 1993, nota 46). Os Departamentos da PETROBRAS foram encarregados, entre diversos projetos, das análises de confiabilidade dos equipamentos submarinos, avaliação do lançamento de linhas submarinas, projeto conceitual da plataforma submersível com completação seca utilizando *risers* rígidos, desenvolvimento do projeto básico do template/manifolde Octos-1.000 e do projeto de modificação das plataformas semisubmersíveis para operações de perfuração de 350 metros a 1.000 metros de lâmina d'água.

Com o PROCAP, a PETROBRAS adquiriu capacitação tecnológica para instalar árvores de natal molhadas, *templates/manifoldes* e *risers* a grandes profundidades, sem o uso de mergulhadores, com cabos-guias utilizados na descida dos equipamentos até o local de produção, processo que foi facilitado pela criação de equipe de engenharia especializada em equipamentos submarinos (Furtado, 1996, 2002; Silveira, 2009).

Entre os vários tipos de empresas estrangeiras contratadas pela PETROBRAS no âmbito do PROCAP a maior frequência ocorreu com empresas de engenharia, com as quais foram realizadas parcerias em que se procurava, principalmente, absorver conhecimentos relativos a projeto conceitual de plataforma semisubmersível com completação seca, com o objetivo de adquirir capacitação para desenvolver alternativas próprias. Parcerias foram também desenvolvidas com empresas industriais locais, com as quais foram contratados projetos de adaptação de materiais e equipamentos para os sistemas flutuantes de produção

das plataformas semissubmersíveis, desenhos de equipamentos e componentes marinhos (templates/manifolds), desenvolvimento de *risers* adequados às condições ambientais do Brasil, e pesquisas sobre os ROV para as adaptações requeridas para operar em águas com profundidade acima de 400 metros (Freitas, 1993). As universidades e centros de pesquisa participaram, principalmente, no atendimento às demandas da PETROBRAS relativas a conhecimentos científicos necessários ao desenvolvimento de projetos.

Para não ficar dependente do conhecimento fornecido pelas instituições internacionais, a PETROBRAS procurou estimular a capacitação nacional em pesquisas do petróleo, e uma das medidas foi o apoio financeiro para a criação do Centro de Estudos em Petróleo (CEPETRO), na Faculdade de Engenharia Mecânica da UNICAMP, em 1987 (Ortiz, 2006).

São apresentadas, a seguir, as linhas gerais de alguns dos projetos desenvolvidos pelo PROCAP 1.000, que serão discutidos com maiores detalhamentos na Seção 6.5, onde serão apresentados os principais resultados tecnológicos das três fases do programa, a partir de 1986. Observe-se que muitos dos projetos a seguir não tiveram prosseguimento na fase industrial para utilização em campo, em razão de falhas em sua concepção ou de custos elevados na construção/fabricação.

a) Plataforma Vitória Régia – consistiu no desenvolvimento pelo CENPES do projeto conceitual de plataforma flutuante para processar 100.000 barris de petróleo por dia, com custos do projeto reduzidos em 32% em relação ao custo médio de plataforma flutuante convencional, proporcionado pelo redimensionamento dos sistemas de ancoragem, casco, *risers*, convés, flutuadores, geração de energia elétrica, tubulações e outros itens. A plataforma não chegou a ser construída.

b) Árvore de Natal Molhada (ANM) – foi projetada para 1.000 metros de lâmina d'água, numa época em que não existiam ANMs para operar a essa profundidade. O CENPES desenvolveu o projeto básico e chegou à fase de protótipo, mas em seguida enfrentou problemas na passagem para a fase de produção, pois os fabricantes de árvores de natal não se dispuseram a fabricar o equipamento. Não obstante não ter sido produzida industrialmente, o domínio adquirido em projetar o equipamento para águas profundas permitiu à PETROBRAS padronizar o equipamento e reduzir o tempo de instalação e de manutenção das árvores de natal desenvolvidas após esse primeiro projeto (Furtado e Freitas, 2004, p. 66).

c) Manifolde – o CENPES projetou um novo conceito de manifolde, ainda não utilizado no mundo, desenhado para instalação em águas profundas de até 1.000 metros, que embutia cabeças de poço para poupar linhas flexíveis. A formulação do conceito, o projeto básico e o veículo de operação remota (ROV) para a instalação do manifolde no solo submarino foram realizados pelo CENPES; em

razão da complexidade na construção do equipamento, a PETROBRAS recorreu à parceria estrangeira das empresas Conoco e Ocean Technology. Segundo Ortiz (2006), a interação da PETROBRAS com as duas empresas, por meio da participação de seus técnicos no desenvolvimento do manifolde nos Estados Unidos, foi o principal fator na formação de conhecimentos sobre o equipamento na Companhia.

Na etapa final, o conceito do manifolde com cabeças de poço não foi aprovado pelo Departamento de Produção da PETROBRAS, mas, ao conseguir dominar o projeto conceitual do equipamento a Companhia adquiriu maior poder de compra junto aos fornecedores, uma vez que o projeto tinha adaptado o manifolde às condições locais da Bacia de Campos (Furtado e Freitas, 2004).

d) *Template-manifold* Octos-1.000 – o projeto de um *template* (base de metal com conexões para a instalação de árvores de natal, *risers* e linhas de fluxo no fundo do mar) unido a um manifolde, com o propósito de diminuir os equipamentos a serem conectados e os custos de produção, foi desenvolvido inicialmente pelo Departamento de Perfuração da PETROBRAS e, em seguida, pelo CENPES no PROCAP 1.000. O objetivo do *template-manifold* era a extração de petróleo e gás de vários poços a partir de um ponto central no manifolde, e a reunião do petróleo e gás extraídos em uma única linha de fluxo para a elevação, por *riser*, até a plataforma (Cordeiro *et al.*, 1987). O equipamento seguia uma configuração octogonal inovadora – diferentemente dos desenhos com formato retangular ou circular utilizado nesse tipo de equipamento – em que os poços seriam distribuídos em sete radiais de aço, para operar em até 1.000 metros de lâmina d'água, nas condições da Bacia de Campos. Nas avaliações da PETROBRAS para sua utilização, concluiu-se que o projeto apresentava restrições de *lay out* submarino, razão pela qual não foi adotado. A inovação originou pedido de patente fora do Brasil.

e) Veículo de Operação Remota (VOR) – o projeto consistiu de encomenda do Departamento de Perfuração da PETROBRAS à empresa de engenharia carioca Consub, em parceria com outras quatro empresas e quatro institutos de pesquisa nacionais. Era a primeira vez que se projetava um robô nacional com o alto índice de nacionalização de 94%, para operar a 1.000 metros. Foram fabricadas duas unidades desse tipo de VOR, mas apresentaram deficiências no funcionamento: um dos equipamentos foi perdido no mar e o outro não funcionou; essas ocorrências determinaram o abandono do projeto. A partir dessa experiência, a PETROBRAS passou, durante um tempo, a alugar os ROVs em vez de adquiri-los (Furtado e Freitas, 2004).

f) Bombeamento Centrífugo Submerso Submarino (BCSS) – para bombear petróleo do poço à plataforma a PETROBRAS desenvolveu, pela primeira vez

no mundo, um processo para a instalação de uma bomba do tipo BCS (Bombeamento Centrífugo Submerso) - que até então era utilizada somente em poços de petróleo em terra - num poço de completação molhada, dando origem ao conceito dito BCSS (Bombeamento Centrífugo Submerso Submarino) (Assayag, 2005; Caetano Filho, 2012).¹²⁹

Em síntese, a adoção do PROCAP 1.000 viabilizou as seguintes inovações tecnológicas e recordes mundiais na Bacia de Campos, além das mais profundas descobertas comerciais à época: o manifolde utilizado em águas mais profundas; a instalação de árvores de natal em águas acima de 700 metros pelo método *guidelineless lay-away*, com dutos flexíveis; a instalação mais profunda de monoboia CALM, em águas de 405 metros; a instalação de plataformas de produção FPSO e semissubmersíveis para operação em águas acima de 600 metros (PETROBRAS, 2004; Saliés, 2004b). Porém, o PROCAP era um programa também direcionado à extensão tecnológica, ou seja, buscava a difusão das tecnologias conhecidas à época, para permitir a exploração de petróleo em lâminas d'água profundas, além dos projetos inovadores dedicados às rotas de bombeamento e de medição multifásica, com ênfase na aplicação submarina. Tais projetos dariam origem ao processo de capacitação da PETROBRAS nessas tecnologias e que viriam, em anos futuros, a fazer da Companhia uma das mais atuantes no desenvolvimento e uso dessas tecnologias (Caetano Filho, 2011, 2012).

6.3. PROCAP 2.000 – Tecnologias para águas ultraprofundas

Após o desenvolvimento de tecnologias para a produção de petróleo em águas com até 1.000 metros de profundidade, aplicadas inicialmente nos Campos de Albacora e Marlim, nova fase de pesquisas foi iniciada para possibilitar o desenvolvimento de campos de petróleo localizados sob até 2.000 metros de lâmina d'água e reduzir os custos de produção dos campos que já se encontravam em produção. As novas profundidades passaram a exigir a geração de novos conhecimentos e soluções técnicas para permitir superar as dificuldades encontradas nas novas fronteiras da plataforma submarina. Com esse amplo objetivo, a Diretoria da PETROBRAS aprovou, em setembro de 1992, a criação do PROCAP 2.000, constituído de 20 projetos sistêmicos de P&D, desenvolvidos de 1992 a 1999.¹³⁰

Para a seleção dos projetos a serem desenvolvidos no PROCAP 2.000, as áreas técnicas da Companhia envolvidas no Programa realizaram a comparação

129. O desenvolvimento do conceito BCSS na PETROBRAS foi coordenado pelo engenheiro José Eduardo Mendonça da Silva, na Gerência do CENPES comandada pelo engenheiro Danilo Oliveira (Caetano Filho, 2012).

130. Segundo o depoimento de Assayag ao Museu da Pessoa, o PROCAP 2.000 foi especificado a partir de decisão do Diretor de Exploração e Produção da PETROBRAS, Guilherme Estrella, após o PROCAP 1.000 ser responsável pela quebra de paradigmas na PETROBRAS, ou seja, "*de como se atinge um objetivo empresarial, como é que uma atividade gera inovação tecnológica*", após um período inicial em que não se acreditava no programa.

das tecnologias selecionadas com aquelas já executadas no PROCAP 1.000; o objetivo era obter a indicação dos projetos com maior potencial em avanços tecnológicos e econômicos em relação à fase anterior (Ortiz, 2006; Assayag, 2002; PETROBRAS, 2004). Enquanto o PROCAP 1.000 se caracterizou por adaptações, por inovações incrementais e pela extensão de sistemas já utilizados nos campos em terra para a produção no mar, o PROCAP 2.000 representou um salto no desafio de gerar tecnologias novas; quanto à capacitação de pessoal, o tema não fazia parte da carteira do PROCAP 2.000, tendo sido executada por meio de projetos junto com universidades (Assayag, 2005). A expectativa era de que o PROCAP 2.000 viabilizasse, até o ano 2000, a tão procurada autossuficiência nacional na produção de petróleo (Anpad, 1997).

O desenvolvimento de conhecimentos próprios no PROCAP 2.000 deu continuidade à fórmula adotada pela PETROBRAS no PROCAP 1.000, no tocante à utilização de rede de instituições, no Brasil e no exterior, com fins de realização de P&D, absorção de tecnologias ainda não dominadas e o acompanhamento do estado da arte mundial em plataformas, equipamentos e sistemas de produção de petróleo. As parcerias e contratações de projetos foram realizadas com 66 empresas de engenharia e consultoria e 33 universidades e centros de pesquisas, números superiores aos registrados no PROCAP 1.000 (Freitas, 2000, cit. por Ortiz, 2006). A maior interação com companhias internacionais de petróleo passou a ocorrer não somente por “iniciativa da companhia brasileira, mas também no sentido inverso, ou seja, a PETROBRAS passou a ser requisitada por outras companhias e empresas para participar de seus projetos” (Furtado e Fernandes, 2004, cit. por Ortiz, 2006).

Entre os desenvolvimentos obtidos com o PROCAP 2.000 são destacados, a seguir, os principais, que se encontram detalhados na Seção 6.5 (PETROBRAS, 2001).

Principais realizações tecnológicas do PROCAP 2.000

- 1) Desenho e execução de técnica de perfuração de poço de grande extensão horizontal em águas ultraprofundas ERW (aplicado em Marlim Sul, em LDA de 1.214 m, tendo atingido o poço (7-MLS-42HA-RJS) afastamento horizontal máximo de 3.120 m e profundidade vertical de 5.211 m);
- 2) Desenvolvimento de equipamentos e sistemas submarinos:
 - Árvore de natal submarina para 2.500 metros, junto como conjunto de BCSS (Bombeamento Centrífugo Submerso Submarino);
 - *Drillpiperiser*, para utilização como *riser* de completção para

águas ultraprofundas, em plataforma FPSO com posicionamento dinâmico;

- Poços *Slender* para águas ultraprofundas; a técnica reduz o tempo de perfuração e os custos de perfuração e logística;
 - Manifolde com acionamento compartilhado (*Shared Actuator Manifolde* - MAC Manifolde).
- 3) Desenvolvimento conjunto, instalação e operação de sistema de Bombeamento Centrífugo Submerso Submarino, de acionamento elétrico, para utilização em poços em águas profundas.
 - 4) Desenvolvimento do Sistema de Separação Multifásica e Bombeamento de Líquido (VASPS - *Vertical Annular Separation and Pumping System* / Sistema de Separação Anular Vertical com Bombeamento) para a separação, no próprio leito submarino, do gás e petróleo extraídos.
 - 5) Sistema de Ancoragem e Complacência Diferenciada (DICAS), um inovador sistema de amarração de plataformas FPSO.
 - 6) Desenvolvimento de Âncoras de Carga Vertical (VLAs).
 - 7) Desenvolvimento da estaca Torpedo, engastada no solo submarino por queda livre.
 - 8) Desenvolvimento, instalação e operação do Sistema de Conexão Vertical para conexão de linhas flexíveis com árvores de natal e manifoldes.
 - 9) Desenvolvimento e instalação de *riser* rígido (aço) em catenária (SCR).
 - 10) Base de dados: aquisição e processamento de dados geológico, geotécnicos, geofísicos e ambientais da Bacia de Campos, em profundidades de lâmina d'água de até 2.000 metros.
 - 11) Desenvolvimento de métodos para prevenir e controlar a formação de parafinas e hidratos nos dutos.
 - 12) Concepção de plataformas para completação molhada para águas profundas, como a *Tension Leg Platform* (TLP) e *Deep Draft Caisson Vessel* (DDCV).
 - 13) Desenvolvimento de *risers* flexíveis para águas profundas, linhas de fluxo, umbilicais de controle e conexões submarinas para águas de até 1.500 metros de profundidade.
 - 14) Desenvolvimento de tecnologias de amarração\ancoragem de plataformas de perfuração, produção e descarregamento, para águas de até 2.000 metros.

Essas realizações mantiveram a PETROBRAS como uma das líderes em tecnologias *offshore* de águas profundas (Anexo 3, figura 2). Se no PROCAP 1.000 os avanços tecnológicos foram caracterizados por inovações incrementais, no caso do PROCAP 2.000 a maior parte das inovações demandava conceitos tecnológicos que ainda não existiam, razão pela qual resultaram, em alguns casos, em inovações com conceitos radicais (Furtado e Freitas, 2000; Minami, 2006, cit. por Ortiz, 2006).

A continuação de descobertas de novas acumulações de petróleo em águas cada vez mais profundas trouxe novos desafios tecnológicos. Para avançar no conhecimento de fronteiras desconhecidas no mar e viabilizar a produção nas novas áreas, a PETROBRAS e o CENPES deram início, no ano 2000, à terceira fase do programa de desenvolvimento tecnológico, o PROCAP 3.000, analisado a seguir.

6.4. PROCAP 3.000 – Em busca de novas soluções para os desafios das águas ultraprofundas

O PROCAP 3.000 foi lançado, em junho de 2000, com o objetivo de dar suporte tecnológico à produção nas novas fases de desenvolvimento dos campos de Marlim Sul, Roncador, Marlim Leste e Albacora Leste, na Bacia de Campos, assim como dos campos potenciais a serem descobertos à profundidade de lâmina d'água de até 3.000 metros. Com a terceira fase do PROCAP, a PETROBRAS objetivava ampliar as tecnologias nas quais vinha investindo desde o PROCAP 1.000 e PROCAP 2.000, e desenvolver um conjunto de novas e complexas tecnologias, além de buscar a redução de custos dos campos em produção (Assayag *et al.*, 2000; Ortiz, 2006). O custo do projeto foi estimado em US\$ 130 milhões, envolvendo a participação de 350 técnicos da Companhia.

O PROCAP 3.000 desenvolveu projetos de “elevada complexidade, como o lançamento, instalação, conexão dos equipamentos e linhas flutuantes e ancoragem das plataformas em alta profundidade” (Ortiz, 2006). Da mesma forma, os campos apresentavam maiores dificuldades para a exploração, a exemplo dos compostos por camadas de rochas de sal, que podem deformar os tubos de revestimento e de produção, em razão de sua natureza maleável.¹³¹ Outros desafios estavam relacionados à necessidade de se solidificar a viabilidade econômica dos campos já em produção, que exigiam aumentos de produtividade por meio da utilização de poços horizontais e multilaterais, e a localização de seções nos campos para perfurações de poços mais produtivos.

Na terceira fase do PROCAP, o CENPES teve que sofisticar os processos de capacitação tecnológica, como o uso de instrumentos de modelagem computa-

131. Para a descrição de problemas ocorridos na perfuração de poços que alcançaram, nas décadas de 1980 e 1990, seções da camada de sal no Brasil, ver Alves I. *et al.* (2009).

cional, com a utilização de supercomputadores e superplacas-mãe, responsáveis pela geração de imagens tridimensionais que permitem realizar projeções e simulações computacionais, realizados pelo CENPES e pela unidade de Tecnologia de Informação da PETROBRAS (Ortiz, 2006). No processo de modelagem e simulação para realizar pesquisas tecnológicas são utilizadas redes de computadores ou supercomputadores interligados, que formulam modelos computacionais para representar, na dimensão virtual, as tecnologias e procedimentos do mundo real.

Entre os projetos elencados no PROCAP 3.000, os desafios na concepção de *risers* capazes de elevar o petróleo extraído a 3.000 metros no mar foram lembrados em depoimento de Saliés (2004b), sob os pontos de vista de custos e dificuldades tecnológicas, refletindo o fato de que as condições ambientais condicionam o desenvolvimento das tecnologias:

Sob “três mil metros de lâmina d’água, o peso é muito grande, as forças de colapso são muito grandes, o movimento da plataforma induz a fadiga e com isso o riser não aguenta muito tempo”. Para diminuir o custo, a Petrobras contata mais de dois fornecedores,... para a hora que isso se tornar uma realidade, ter as opções de mercado. Então, hoje nós enfrentamos esses grandes desafios do riser, como levar [petróleo e gás] de baixo para cima”.

Conectar os poços no fundo do mar com as plataformas envolvia a seleção do tipo de *riser* a ser utilizado (entre os tipos de *risers* de produção há, entre outros, o *riser* flexível, o *riser tower* e os *risers* rígidos conectados em *lazy wave*, sistema que protege os pontos de conexões do *riser* por meio de flutuadores).

O PROCAP 3.000 selecionou dezenove projetos sistêmicos iniciais para desenvolver e cerca de 80 projetos específicos, que envolviam as principais tecnologias de importância estratégica. Os dezenove projetos sistêmicos são os seguintes:

Projetos sistêmicos do PROCAP 3.000

1. Poços de longo afastamento horizontal em águas ultraprofundas.
2. Poços com trajetória complexa.
3. Poços com alta vazão em águas ultraprofundas.
4. Perfuração, avaliação e completação de poços em águas ultraprofundas.
5. Poços com fluidos leves e/ou sub-balanceados.
6. Completção inteligente.
7. Desenvolvimento de tecnologia de *gas lift* para águas ultraprofundas.¹³²

132. O *gas lift* é uma técnica de elevação artificial de petróleo que utiliza a energia contida em gás comprimido para elevar os fluidos de petróleo, gás e água do poço até a superfície; a injeção de gás na coluna de produção gaseifica o fluido produzido, aumentando a vazão (Fernández et al., 2009).

8. Sistema de bombeamento multifásico submarino.
9. Garantia de escoamento: controle de parafinas e hidratos.
10. Equipamentos submarinos para até 3.000 metros.
11. Sistemas submarinos de produção não convencionais.
12. Dutos e *risers* para coleta, exportação e controle para Albacora Leste e Marlim Leste.
13. Dutos e *risers* para coleta, exportação e controle para Roncador e Marlim Sul.
14. Dutos e *risers* para coleta, exportação e controle para 3.000 metros.
15. Conexão submarina para 3.000 metros.
16. Amarração de plataformas em águas ultraprofundas.
17. Análise de atratividade para diversos conceitos de casco, com completação seca ou molhada.
18. Unidades estacionárias de produção com completação seca.
19. Coleta e tratamento de dados geológicos, geofísicos, geotécnicos e oceanográficos para águas ultraprofundas.

Uma descrição resumida dos projetos acima e de outros que foram depois incorporados ao PROCAP 3.000 é apresentada a seguir, com base em PETROBRAS (2004, 2005) e em Assayag *et al.* (2000),¹³³ que discute os desafios e os desenvolvimentos tecnológicos no PROCAP 3.000.

a) Perfuração de poços de longo alcance – o objetivo é aprimorar tecnologias para avançar até pontos remotos de reservatórios em águas profundas, permitindo aumentar o fator ou taxa de recuperação das reservas.¹³⁴ Poços profundos exigem a adoção de técnicas de isolamento térmico dos dutos para manter elevada a temperatura dos fluidos extraídos, de forma a reduzir a probabilidade de formação de hidratos (mistura de água com gás natural sob alta pressão e baixas temperaturas, que formam cristais semelhantes aos cristais de gelo) e de parafinas, que se depositam em compostos sólidos no interior dos dutos sob a baixa temperatura do mar, podendo obstruir totalmente a passagem do petróleo.

133. "Águas ultraprofundas no Brasil: os próximos passos para alcançar 3.000 metros". As descrições técnicas foram ainda objeto de comentários e complementações do engenheiro Elisio Caetano Filho, da PETROBRAS.

134. O fator de recuperação é a razão entre o volume possível de ser extraído de petróleo e gás natural de um reservatório e o volume total de petróleo e gás do reservatório (volume *in place*), considerando-se a tecnologia disponível, a qualidade do reservatório, as características do óleo, etc. As pesquisas da PETROBRAS, por meio do Programa de Recuperação Avançada de Petróleo (Pravap), têm como meta alcançar recuperação superior a 50% (Revista Petro&Química, ed. 308, ag. 2008).

b) Perfuração de poços multilaterais – o programa objetivou avançar na tecnologia de perfuração de poços multilaterais, em profundidades de 2.000 a 3.000 metros, com o objetivo de obter a drenagem homogênea dos reservatórios com a utilização de plataformas flutuantes. Essa tecnologia reduz o número de poços necessários para a produção, permitindo viabilizar a produção em campos de petróleo marginais (tipicamente resultante de uma combinação de pequena acumulação *in situ*, inexistência ou grande distância de infraestrutura de produção, resultando em custos não atraentes de produção na forma convencional).

c) Poços com alta vazão – a perfuração de poço de alta vazão visa evitar a perfuração de um número maior de poços de menor vazão, que reduzem as margens de ganho na produção devido aos elevados dispêndios com vários poços. Com esse objetivo, o PROCAP 3.000 adotou como meta o desenvolvimento das seguintes tecnologias: poços horizontais de grande diâmetro, produção pelo revestimento anular e escoamento em geometria anular (Caetano *et al.*, 1992a, 1992b) e em grandes diâmetros.

d) Perfuração Sub-balanceada (*Underbalanced Drilling*)¹³⁵ – entre os desafios mais comuns na perfuração convencional encontram-se a perda de circulação de fluidos de perfuração do poço para a rocha, o travamento da coluna de perfuração, a baixa taxa de penetração da broca e danos à formação geológica (Stuckenbruck e Fontoura, 2010). Nessa técnica de perfuração de poços, a pressão hidrostática do fluido de perfuração é mantida acima ou, pelo menos, em equilíbrio com a pressão dos poros da formação. Neste cenário, tipicamente, os fluidos contidos nos poros da formação rochosa não escoam para o poço. A ocorrência indesejada de um influxo de fluidos da formação para o interior do poço é tratada como um acidente operacional, demandando a execução de um procedimento de controle de poço que remove o fluido invasor e corrige a massa específica do fluido de perfuração, de modo que não venham ocorrer novos influxos.¹³⁶

Na perfuração sub-balanceada a filosofia de controle de poços difere substancialmente da técnica de perfuração convencional. Num poço perfurado por meio da técnica sub-balanceada, a pressão hidrostática exercida pelo fluido de perfuração é intencionalmente mantida abaixo da pressão dos poros da formação, incentivando a formação rochosa a produzir seus fluidos para dentro do poço. Diferentemente do método convencional, o controle de poço é obtido por meio do controle da produção, demandando o emprego de um sistema fechado na su-

135. Texto elaborado pelo engenheiro de petróleo Antonio Carlos Vieira Martins Lage (PETROBRAS).

136. O fluido de perfuração é uma mistura de líquidos, sólidos e produtos químicos, e por vezes gases, com a função principal de levar os pedaços de rocha e cascalhos gerados durante a perfuração do poço até a superfície. Os fluidos são especificados de forma a garantir perfurações rápidas e seguras. Outras funções são: reduzir o atrito com as paredes do poço, manter os materiais sólidos em suspensão, exercer pressão hidrostática para evitar influxo de fluidos indesejáveis da formação rochosa para o poço e estabilizar as paredes do poço (Thomas, 2004).

perfície, responsável por tratar os fluidos e sólidos que retornam do poço.

Na realidade, os primeiros poços de óleo perfurados em fins do século XIX foram perfurados de forma sub-balanceada, embora, naquela época, os princípios de controle de poços ainda não estivessem consolidados nem fossem de amplo domínio. Assim, estes poços foram perfurados com uma pressão de fluido insuficiente para conter a produção das formações atravessadas e, conseqüentemente, escoavam para a superfície. Contudo, o processo não era controlável, resultando em perdas severas, inclusive de reservas.

Posteriormente, os avanços introduzidos na indústria de produção de óleo e gás levaram à consolidação da técnica de perfuração convencional simultaneamente com o controle de poços, com base no conceito de influxo zero. Paralelamente, a perfuração sub-balanceada também se desenvolveu e se firmou como alternativa interessante, podendo trazer os seguintes benefícios: (1) redução de danos à formação, com potencial de aumento da produção e redução dos requisitos para estimulação; (2) aprimoramento da avaliação da formação e possibilidade de identificação de fraturas; (3) minimização de problemas de perda de circulação; (4) eliminação de prisão diferencial; (5) aumento da taxa de penetração; (6) aumento da vida útil da broca; e, (7) antecipação da produção.

Atualmente, a perfuração sub-balanceada conta com uma variada gama de métodos, equipamentos e de fluidos para injeção no poço. Há uma vasta gama de aplicações realizadas com a injeção de misturas, sobretudo, líquido-gás para a obtenção da condição sub-balanceada.

Na época do lançamento do PROCAP 3.000, os poços com a técnica de perfuração sub-balanceada estavam limitados à produção em terra e em plataformas fixas no mar. Com o projeto, objetivou-se possibilitar a perfuração e a completação de poços utilizando fluidos leves e, gradativamente, atingir o modo sub-balanceado a partir de plataformas flutuantes. A perfuração sub-balanceada foi empregada em poços terrestres na Amazônia, no campo de Carmópolis, em SE, no Campo de Candeias, na BA e na Bacia do Paraná em diversas locações (Negrão *et al.*, 1999). No contexto marítimo, coube à PETROBRAS realizar uma operação de perfuração com sonda flutuante, sendo pioneira no âmbito mundial. Este marco histórico consistiu no emprego de fluido aerado num poço no Campo de Albacora, demandando o desenvolvimento de diversos procedimentos e equipamentos para esta aplicação, tornando-se uma referência quanto à história do desenvolvimento desta tecnologia (Lage *et al.*, 2001). Além destas aplicações, o poço multilateral dotado de seis pernas, perfurado em Carmópolis, em SE, na condição sub-balanceada merece destaque pelo arrojo e complexidade do projeto (Lage *et al.*, 2003).

e) Completção inteligente – representa uma técnica inovadora para o au-

mento da extração de hidrocarbonetos, empregada, em 1997, pela primeira vez no mundo. Em campos de petróleo em águas ultraprofundas não se produz petróleo nas zonas secundárias do reservatório, em decorrência do baixo retorno econômico; o uso da completação inteligente supera essa barreira, pois permite melhorar a recuperação do poço. O sistema possibilita abrir todas as zonas alcançadas por um poço ao longo da formação rochosa que contém petróleo e escolher, no decorrer da produção, qual ficará fechada, qual produzirá com alta vazão e qual terá a sua vazão reduzida. Durante a produção, o engenheiro do reservatório, por meio de sensores e válvulas de controle, terá conhecimento da pressão, temperatura e vazão de cada zona, podendo monitorar e controlar em tempo real a extração de hidrocarbonetos a partir de múltiplas zonas de uma única perfuração ou de ramificações de um poço multilateral, com capacidade de realizar ajustes individuais da produção das diversas zonas alcançadas por um poço. O sistema permite conduzir a produção a grandes distâncias entre o poço e a plataforma de produção, acompanhar os fluxos de água e gás que possam estar junto com o petróleo, controlar os fluxos de água e gás de poços injetores, e outras funções para o aumento da produtividade do reservatório (Smill, 2008, cap. 4).

f) Tecnologia de *gas lift* para águas ultraprofundas – consiste na elevação artificial de fluidos do poço (gás natural-petróleo-água) por meio de injeção de gás comprimido no poço pelo interior da coluna de produção. As pesquisas visam melhorar o desempenho dessa tecnologia, com o objetivo de incrementar a produção. A depender das frações de gás livre no fundo do poço poder-se-á também fazer uso do método de produção por bombeamento (BCS – Bombeamento Centrífuco Submerso) junto com *gás lift*, cuja escolha depende das características do petróleo, da produtividade do reservatório, da distância da plataforma e de outros fatores específicos ao reservatório em produção.

g) Sistemas submarinos de separação e injeção – a maioria dos campos de petróleo em águas profundas produzirá água junto com petróleo em algum momento ao longo do tempo; o objetivo das pesquisas é desenvolver tecnologias para aprimorar os equipamentos que separam a água do petróleo no próprio leito do mar, com vistas à diminuição dos custos de elevação do óleo e da água até a plataforma e propiciar o processamento de líquidos com a obtenção de maior fração de óleo (normalmente, constitui um forte fator limitante na produção de petróleo).

h) Garantia de escoamento (controle de parafinas e hidratos) – diversos problemas podem surgir no escoamento de petróleo e gás em águas profundas, como a precipitação e ulterior solidificação de frações de parafinas nos dutos, devido às baixas temperaturas no fundo do mar, de cerca de quatro graus Celsius, e à alta pressão. As linhas de produção e os *risers* são, tipicamente, construídos com materiais que mantêm os fluidos extraídos acima da temperatura crítica para a ocorrência desses indesejados fenômenos, que podem provocar a interrupção do esco-

amento. Entretanto, se o escoamento é paralisado por necessidades operacionais, os fluidos no interior das tubulações resfriam, e fenômenos como a viscosidade do petróleo, a precipitação de componentes orgânicos (*e.g.*, parafinas) e a formação de hidratos (soluções sólidas nas quais moléculas de água aprisionam moléculas de gás) podem atingir o estágio de completo bloqueio da área para o escoamento na tubulação. As precipitações de natureza orgânica são fortemente cumulativas e normalmente provocam o problema após algumas ocorrências; o surgimento de hidratos pode, em poucas horas, provocar a interrupção do escoamento. Naturalmente, as ações de reparos, além da interrupção de receitas, são normalmente de alto custo e por vezes obrigam a retirada e troca das linhas de fluxo e *risers*. Para ajudar a evitar esse tipo de bloqueio, que pode exigir ações de intervenções dispendiosas, o PROCAP 3.000 desenvolveu novas técnicas de previsão, prevenção e correção dos bloqueios nos dutos, dando continuidade ao projeto Garantia de Escoamento, conduzido de 1992 a 1996.

i) Equipamentos submarinos para 3.000 metros – desenvolvimento ou reengenharia de equipamentos e sistemas de controle submarino e dos procedimentos de instalação para adequação a águas ultraprofundas, com novos conceitos, com objetivos de viabilizar as próximas fases dos campos de Marlim Sul, Roncador, Marlim Leste, Marlim Sul e Albacora Leste, com tipos diferentes de petróleo e gás natural e reservatórios.

j) Sistemas submarinos de produção não convencionais – desenvolvimento de novos conceitos de sistemas submarinos para águas profundas, ultraprofundas e campos marginais. Um dos projetos concentrou-se no desenvolvimento de uma linha aquecida eletricamente e árvore de natal molhada com bombeamento centrífugo submerso submarino; outro projeto refere-se a um separador submarino de água e descarte. O primeiro buscou o desenvolvimento de um pacote combinado de garantia de escoamento e bombeamento para poços interconectados em longas distâncias (*tie-back*), evitando problemas com hidratos e com petróleos muito viscosos e pesados (baixo grau API). Esse projeto foi desenvolvido considerando como cenário uma instalação piloto no Campo de Roncador em 2006. O segundo projeto procurou desenvolver um sistema para separar a maior parte da água produzida, para sua reinjeção no reservatório ou em outra formação de descarte.

k) Dutos de coleta, exportação e controle para 3.000 metros – essa parte do PROCAP 3.000 tratou de diversas inovações requeridas nas linhas de fluxo, *risers* e umbilicais de controle, que são considerados componentes críticos dos sistemas de produção em águas ultraprofundas. Um dos principais problemas a resolver era a obtenção de um sistema flexível de exportação do petróleo e gás para terminais em terra, de grande diâmetro, para plataformas do tipo FPSO em águas

profundas, dadas as dificuldades para conjugar os movimentos do FPSO com os movimentos do *riser*. Quanto a *risers* rígidos, o desafio era o desenvolvimento de *risers* de aço em catenária (SCR– *Steel Catenary Riser*) ou de material composto, para o transporte de fluidos em águas ultraprofundas, com a utilização de plataforma FPSO, uma vez que seu uso em plataforma semissubmersível era um conhecimento já dominado pela PETROBRAS. Quanto a *risers* híbridos, havia em 2000 novas tecnologias em desenvolvimento, como a Boia de Sustentação de *Risers* – BSR (*Tethered Riser Buoy*), uma combinação de seção rígida para a parte inferior e uma seção flexível para a superior, para a utilização em águas ultraprofundas. A PETROBRAS considerava que o *riser* constituía um dos principais aprimoramentos tecnológicos a serem efetivados com o PROCAP 3.000, em razão de ser submetido a grandes esforços devido à pressão da coluna d'água (colapso) e à movimentação da plataforma (fadiga).

l) Unidades Estacionárias de Produção (UEP) – objetivava o desenvolvimento de plataformas com os seguintes fins: a) UEPs com facilidades integradas para a perfuração e/ou completação, produção, armazenamento e transferência; b) instalações para produção de campos marginais em águas ultraprofundas (profundidades superiores a 1.500 metros); c) monoboias para águas profundas; d) grandes cascos para suporte das instalações de produção para o processamento de 300.000 barris de líquidos por dia, em águas ultraprofundas (esse projeto não teve continuidade).

m) Sistemas de ancoragem de unidades flutuantes – para atingir maiores profundidades e reduzir custos de materiais e instalações, o PROCAP 3.000 elegeu alguns sistemas de ancoragem para desenvolvimento, entre os quais: âncoras capazes de resistir a cargas verticais (VLA) e horizontais; cabos sintéticos, principalmente de poliéster; aplicação de novas configurações de ancoragem, tais como o sistema *taut leg*; estacas tipo torpedo e o sistema de ancoragem de complacência diferenciada (DICAS).

n) Coleta e tratamento de dados geológicos, geotécnicos e oceanográficos – tinha como propósitos principais obter, processar e interpretar dados geológicos, geotécnicos e oceanográficos. No caso desse último item, para profundidades de até 3.500 metros, para fornecer aos projetos de produção em águas profundas e ultraprofundas informações sobre o leito do mar e as colunas d'água, em atividades de instalação, desenvolvimento e produção nas Bacias de Campos, Santos e Espírito Santo.

o) Acompanhamento do projeto DeepStar – o projeto Deepstar reúne empresas petrolíferas, distribuidores, reguladores, institutos de pesquisa e fornecedores, com atuação *offshore* mundial, que se unem para superar dificuldades técnicas, operacionais e comerciais encontradas no desenvolvimento de campos em

águas profundas e ultraprofundas; desempenha o papel de facilitador, provendo um fórum para discussão, orientação e *feedback*, visando preencher lacunas tecnológicas relativas a sistemas de produção para águas profundas e ultraprofundas. Entre as principais metas do Deepstar estão a melhoria da rentabilidade; a melhoria da confiabilidade da tecnologia existente e o desenvolvimento de novas tecnologias para permitir a produção econômica em águas com profundidade de até 3.000 metros.

p) Teste de Longa Duração (TLD) para 3.000 metros – tinha como principal objetivo coletar dados que possibilitassem o aumento da confiabilidade das informações sobre reservatórios de hidrocarbonetos. O uso de plataformas do tipo Piloto Itinerante de Produção e Avaliação (PIPA), um sistema que facilita a mobilização e a desmobilização, viabiliza a realização de Testes de Longa Duração, e podia, em algumas situações, tornar-se um Sistema de Produção Antecipada. O TLD é composto por um sistema de *drillpipe riser* autossuportado (*free standing*), um *riser* de completação conectado diretamente à árvore de natal e interligado ao FPSO através de uma mangueira flexível; é montado de forma mais rápida e possui um novo tipo de rosqueamento que permite descer a maiores profundidades. Para facilitar a elevação do petróleo pode ser utilizada uma bomba com acionamento elétrico, instalada no poço ou acima da cabeça de poço (PROCAP 3.000; PETROBRAS, 2004; Soares, Revista Power, 2001).

6.5. Principais avanços tecnológicos em equipamentos e sistemas de produção nas três versões do PROCAP

Quando o PROCAP 1.000 foi lançado, em 1986, as reservas de petróleo da PETROBRAS eram de 3,6 bilhões de barris equivalentes de petróleo, e a produção, 572.100 barris/dia de petróleo; 25 anos depois, em 2011, as reservas alcançaram 15,7 bilhões de barris, e a produção, 2,02 milhões de barris/dia; em 2006 foi alcançada a autossuficiência na produção nacional de petróleo (Anexo 2, tabela 27). O PROCAP, em suas três versões, foi peça-chave nesse resultado ao desenvolver as tecnologias imprescindíveis para a produção em águas profundas e ultraprofundas. Esta seção apresenta uma descrição de alguns dos principais projetos tecnológicos desenvolvidos nas três fases do PROCAP, as suas aplicações nas atividades de produção de petróleo e os resultados tecnológicos que propiciaram. Os projetos aumentaram a capacitação da PETROBRAS e das empresas que participaram do desenvolvimento conceitual e da fabricação dos equipamentos.¹³⁷

137. Descrições, análises e detalhamentos tecnológicos no desenvolvimento de equipamentos e sistemas pela PETROBRAS, nas três versões do PROCAP, encontram-se em Ortiz Neto (2006).

Plataforma Vitória Régia

A descoberta de reservas de petróleo nos campos gigantes de Marlim e Albacora, em profundidades acima de 400 metros, levou a PETROBRAS a continuar a estratégia de utilização de plataformas semissubmersíveis e plataformas FPSO no conceito de Sistema de Produção Antecipada, conforme foi abordado na Seção 5.3. Essa solução apresentava como desafios a necessidade do aumento da área do convés e o peso da plataforma, uma vez que deveria conter todos os sistemas para a separação primária de petróleo-gás natural-água e os demais equipamentos da plataforma. Após a avaliação das alternativas, o primeiro passo para o desenvolvimento de projeto próprio de plataforma semissubmersível de grande porte para águas profundas consistiu na aquisição do projeto básico de uma plataforma semissubmersível de perfuração para águas de até 400 metros, a plataforma GVA-4.500, da empresa sueca Gotaverken Arendal, acompanhado de programa de transferência de tecnologia. A absorção de tecnologia tinha o objetivo de capacitar os técnicos da PETROBRAS para desenvolver o projeto básico de uma plataforma de grande porte para águas mais profundas, que deu origem a uma plataforma semissubmersível contendo as mudanças necessárias para a instalação da planta de produção: a plataforma PETROBRAS XVIII (P-18) (Petkovic, 1991), a primeira totalmente projetada por técnicos da Companhia¹³⁸. O domínio tecnológico adquirido no processo de adaptação e de conversão do projeto da plataforma GVA-4.500 na plataforma PETROBRAS XVIII, aliado ao potencial de redução de custos, levou a PETROBRAS a desenvolver projeto alternativo de plataforma para operar na Bacia de Campos, a partir da GVA-4.500, originalmente projetada para operar nas condições climáticas mais difíceis do Mar do Norte. O projeto alternativo foi representado pela plataforma conceitual Vitória Régia, concebida para processar 100.000 barris de petróleo por dia, cujos custos projetados reduziriam em 32% o custo médio de construção da plataforma flutuante, em razão do redimensionamento dos sistemas de ancoragem, casco, *risers*, convés e flutuadores, geração de energia elétrica, tubulações, compressão de gás e outros itens (Petkovic, 1991; Freitas, 1993).

No desenvolvimento do projeto Vitória Régia, a PETROBRAS passou por longo processo de aprendizado, por meio de interação com diversos parceiros, como a empresa GVA e a companhia de petróleo Conoco, com o objetivo de projetar uma plataforma mais ampla para sustentar maior peso, e com o Massachusetts Institute of Technology (MIT) para o desenvolvimento de *softwares* e a realização de cálculos sobre a resistência da estrutura da plataforma (Ortiz, 2006).

138 "Linha do Tempo", CENPES. A plataforma P-XVIII foi construída em Cingapura e instalada, em 1994, no Campo de Marlim, em 910 metros de lâmina d'água, com capacidade de processamento de 100.000 barris/dia (Revista Petrobras, Ano I, n° 11, out.1994).

Depois de concluído o projeto, a plataforma Vitória Régia não chegou a ser construída, em razão do Departamento de Produção da PETROBRAS ter se decidido por plataformas que pudessem conter maior volume de petróleo e sustentar maior peso em equipamentos, e também em razão dos menores custos que incorria na adaptação de plataformas de perfuração semissubmersíveis para operar como plataforma de produção. Mesmo não tendo sido construída, o projeto da plataforma Vitória Régia foi, segundo Furtado e Freitas (2004), o ponto alto do processo de aprendizado tecnológico da PETROBRAS em plataformas semissubmersíveis na década de 1980, e “um marco importante para a consolidação da capacitação tecnológica em engenharia de plataformas no País”.

Árvore de Natal Molhada (ANM)

A árvore de natal molhada é um equipamento instalado sobre a cabeça de poço, no leito marinho, composta por conectores e válvulas para o controle dos fluxos de petróleo-gás-água extraídos do poço (Anexo 3, figura 3). É projetada para suportar as elevadas pressões e temperaturas do poço e as altas pressões hidrostáticas e baixas temperaturas do ambiente marinho. Pode ser instalada por mergulhadores, em profundidades de até 300 metros, ou por meio de Veículo de Operação Remota (ROV) em águas profundas e ultraprofundas. Junto com a árvore de natal compõem o sistema de produção de petróleo submarino: o manifolde, que concentra a produção de várias árvores de natal, as linhas de fluxo, *risers*, cabos umbilicais e diversos outros equipamentos instalados no ambiente marinho (Revista Petrobras, nº 152).

Em 1977, na implantação do Campo de Enchova, ocorreu a primeira experiência da PETROBRAS na utilização de árvore de natal na Bacia de Campos, ainda com completação seca, com a plataforma Sedco 135-D, instalada em 120 metros de lâmina d'água. A primeira árvore de natal molhada foi instalada em 1979, no Sistema de Produção Antecipada de Enchova Leste, sob 189 metros de água, que constituiu recorde mundial em profundidade.

Uma das dificuldades nas primeiras completações submarinas consistia na operação de conexão da árvore de natal com a linha de fluxo no leito do mar. Para realizar as conexões foram utilizados vários sistemas sem o emprego de mergulhadores (*diverless*), mas nenhum se mostrou viável, apresentando falhas. Verificadas as deficiências, visto que os campos desenvolvidos até 1983 se encontravam ao alcance de mergulhadores, estes foram utilizados mesmo nas completações de poços em que as árvores de natal tinham sido especificadas para operações sem o apoio de mergulhador. Acima de 300 metros, passou-se a utilizar na instalação de árvores de natal o sistema *diverless lay-away*, em que as árvores descem já conectadas com seus dutos flexíveis e duto umbilical, por meio de barco de lançamento de linhas. Depois de várias aplicações, não obstante bastante

confiável, verificou-se que o método levava a atrasos na instalação, pois requeria o uso simultâneo de plataforma de completação e de barco lançador de dutos, cuja disponibilidade conjunta nem sempre podia ser garantida. Para superar essa restrição a PETROBRAS desenvolveu o Sistema de Conexão Vertical, utilizado pela primeira vez em 1992, no Campo de Marlim, que realiza a operação de conexão em duas fases separadas e permite executar as conexões de linhas de fluxo em qualquer equipamento submarino em águas profundas. Em prosseguimento ao aperfeiçoamento dos sistemas de conexão de dutos flexíveis foi desenvolvido o Sistema de Conexão Vertical Direta, que permite ao barco lançador de dutos executar as conexões e dispensar o uso de plataforma de completação de Posicionamento Dinâmico, um recurso alugado muito dispendioso. A primeira aplicação do sistema foi na implantação de manifolde no Campo de Albacora, em 1995, em águas de 620 metros, que se tornou, desde então, um método simples e econômico para a conexão de equipamentos submarinos em águas de até 3.000 metros de profundidade (PETROBRAS, 2005, p. 39-41).

Após a instalação da primeira ANM em Enchova Leste, em 1979, seguiram-se dois recordes mundiais em completação submarina: em 1984, foi instalada uma árvore de natal no Campo Piraúna/Marimbá, a 307 metros de lâmina d'água, e, em 1985, sob 383 metros, no mesmo campo. Foi descida, em 1987, a primeira árvore de natal molhada pelo método *Lay-away guideline* (*diverless lay-away guideline tree* – DLL – ver características a seguir), no Campo de Marimbá, em 411 metros de lâmina d'água, cujo sucesso incentivou o desenvolvimento de árvores de natal especificadas para as condições ambientais da Bacia de Campos. Em seguida, foram desenvolvidas árvores de natal sem cabos-guia (GLL), que se tornaram modalidade padrão em completações submarinas na Bacia de Campos; uma árvore GLL estabeleceu um recorde mundial, em 1991, no Campo de Marlim, sob 721 metros de lâmina d'água (PETROBRAS, 2005, p. 35-38).

De Luca (2011) ressalta que, em 1983, seis anos após o início da produção de petróleo na Bacia de Campos, parte expressiva dos poços no mundo em produção no fundo do mar estava no Brasil. A alta escala na instalação de poços, obtida em poucos anos, permitiu à PETROBRAS e às empresas e centros de pesquisas associados ao empreendimento *offshore* naquela Bacia a possibilidade de aperfeiçoar as tecnologias importadas. No caso da árvore de natal molhada havia cerca de seis fabricantes no mundo e cada um tinha seu projeto. Nas compras iniciais de árvores de natal, a Companhia ficou restrita às tecnologias, às ferramentas de instalação e aos desenhos de cada fabricante. Com o crescimento da escala de desenvolvimento de novos poços na Bacia de Campos, a Companhia adquiriu conhecimentos acima das demais operadoras de petróleo, pois comprava de vários fabricantes para poder dispor a tempo dos equipamentos; dada a variedade de fornecedores, teve condições de avaliar o sistema adotado por cada fabricante

e as partes que apresentavam melhor funcionamento em cada árvore de natal; ao conhecer o funcionamento de cada árvore, começou a especificar sua própria árvore de natal com os detalhes selecionados.¹³⁹

Em 2010, a PETROBRAS tinha 805 árvores de natal instaladas nos campos de produção no mar, que operavam em até 1.886 metros de lâmina d'água (Campo de Roncador). Além da árvore horizontal, descrita na Seção a seguir, o desenvolvimento de árvores de natal molhadas verticais seguiu cinco tipos, de acordo com o método de instalação no fundo do mar e com o sistema de conexão com as linhas de fluxo (PETROBRAS, 2005, p. 36; Thomas, 2004, p. 160).

1. *Diver operated* (DO) – árvore operada por mergulhador, em águas de até 200 metros, que controlam as válvulas manuais e realizam as conexões de linhas de fluxo e de controle; não é instalada em novos poços devido aos custos operacionais elevados.
2. *Diver assisted* (DA) – é instalada com o uso de cabo-guia e a assistência de mergulhador, em águas de até 300 metros, para a conexão das linhas de fluxo e de controle; apresenta como desvantagem a necessidade de mergulhador para desconectar as linhas de fluxo e o cabo umbilical no caso de retirada da árvore para reparos ou de intervenções no poço.
3. *Diverless* (DL) – a árvore DL é similar à DA, mas para águas com profundidade de até 400 metros, sendo suas conexões e operações realizadas por equipamentos hidráulicos. Em razão de problemas apresentados têm sido substituídas por árvores do tipo DA quando instaladas em águas menos profundas que 300 metros.
4. *Diverless lay-away* (DLL) – a árvore DLL PETROBRAS apresentou inovações incrementais que permitem a instalação no solo marinho junto com suas linhas umbilicais e de fluxo, descendo-se a árvore já conectada com as linhas. A instalação é realizada sem mergulhador, em águas de até 500 metros de profundidade, por meio de barco de lançamento de linhas, de onde vem o nome *lay-away*. Apresenta conexões para receber intervenções de ROVs. Tem a vantagem de poder ser retirada para eventuais reparos sem as linhas, e com a reconexão realizada automaticamente quando do retorno da ANM.
5. *Diverless guidelineless* (GLL) – instalada sem mergulhador e sem cabos-guia, tornou-se a árvore de natal padrão da PETROBRAS para águas

139. Em 1982, a PETROBRAS firmou contrato com a primeira empresa no Brasil para desenvolvimento e fabricação de ANM no Brasil, a CBV (atual FMC-CBV), que entregou a primeira ANM que produziu, em 1983 (Revista Petrobras, nº 152). Em 1982, a PETROBRAS já tinha instalado ou estava em processo de instalação de 23 árvores submarinas, e de 27 em fabricação e aquisição, totalizando 50 ANMs, dos fabricantes Vetco, Cameron, Vetco/Equipetrol, Regan e FMC-CBV; as árvores da FMC-CBV já eram fabricadas no Brasil, "quase totalmente nacionalizadas" (Branco, E., PETROBRAS, 1983, p. 130-132).

com profundidades superiores a 500 metros. É instalada nos poços por plataforma de posicionamento dinâmico (DP), com as conexões da árvore conduzidas por grandes funis, ou conectores *funnel-up* e *funnel-down*. Os primeiros modelos utilizaram o sistema de conexão *lay-away*, evoluindo para a conexão vertical e, no modelo mais recente, para o sistema de conexão vertical direta.

Manifolde e sistema de conexão da linha de fluxo

O manifolde é um dos equipamentos mais importantes na produção submarina de petróleo, em razão das suas múltiplas funções, como a de centralizar e controlar os fluxos de petróleo-gás natural-água provenientes de diversas árvores de natal (Anexo 3, figura 4). Nessa função, a extração dos poços de maior capacidade é reduzida, de forma a equilibrar com a extração daqueles de menor capacidade (Oliveira, 2003). Outras funções são a injeção de água, gás ou produtos químicos no reservatório, por meio de manifolde de injeção, e a injeção de gás no poço de produção por meio do manifolde de *gas lift*. Esses métodos constituem recursos importantes para manter a pressão interna do reservatório e a capacidade de produção, principalmente com petróleos pesados.

O primeiro manifolde utilizado pela PETROBRAS foi instalado, em 1979, no Sistema de Produção Antecipada do Campo de Garoupa/Namorado, sob 160 metros de lâmina d'água, encapsulado em câmara atmosférica, fabricado pela empresa Lockheed. Representou um sistema inovador ao reunir a produção de sete poços, equipados com cabeças de poço atmosféricas, controles hidráulicos, *back up* hidráulico (permite manter o sistema em operação sem a necessidade de realizar eventuais reparos imediatos) e sistema horizontal de acoplamento das linhas de fluxo. O sistema atmosférico foi desativado em 1984 devido aos altos custos operacionais, tendo sido substituído por árvores de natal molhadas e manifolde convencional, conectados por linhas de fluxo e *risers* flexíveis à plataforma fixa de Garoupa, que entrou em produção naquele ano.

Outro equipamento que incorporou diversas inovações tecnológicas consistiu no *template-manifold* convencional, instalado no Campo de Bonito, em águas de 190 metros de profundidade, que dispunha de sistema de controle eletro-hidráulico sequencial, acoplamentos verticais para as linhas de fluxo do *template* e conexão horizontal das linhas de fluxo para os poços satélites, sem assistência de mergulhador. Após essas duas experiências, a PETROBRAS instalou dezenas de manifoldes assistidos por mergulhador, em águas com profundidade de até 300 metros. Os manifoldes dessa categoria projetados pela PETROBRAS podem ser utilizados para o controle de até oito poços, com monitoramento eletrônico e controle hidráulico direto.

Após as descobertas dos campos gigantes de Albacora e Marlim, em 1984 e 1985, localizados em águas profundas (observe-se que uma parte de Albacora encontra-se em águas com profundidade menor que 300 metros), novos conceitos de manifoldes e *template-manifolds* tiveram que ser desenvolvidos para serem instalados sem a assistência de mergulhadores. O resultado foi o desenvolvimento pela PETROBRAS da primeira geração de manifoldes para águas profundas, com a instalação, em 1995 e 1996, dos mais profundos manifoldes submarinos à época, em lâmina d'água de 620 metros e 550 metros, respectivamente, no Campo de Albacora. Os dois manifoldes representam a primeira geração desse equipamento da PETROBRAS para águas profundas. Foi um projeto desenvolvido em cooperação com a empresa fabricante do equipamento FMC-CBV.

Os dois manifoldes adotaram o sistema *Direct Vertical Flowline Connection* (conexão vertical direta da linha de fluxo). A vantagem da conexão vertical transpõe na comparação com o sistema anterior, em que a conexão não era vertical e a opção era fazer a conexão e o travamento horizontal, com riscos de ajustes mal conectados; na conexão vertical, pode-se instalar o manifolde no mar para, em seguida, realizar a conexão com os cabos lançados por barco.

A segunda geração de *diverles-manifolds* foi instalada em águas entre 300 e 450 metros em Albacora, com inovações nas válvulas de controle de fluxos, que permitiram reduzir o peso total do manifolde para 160 toneladas (comparado com 450 toneladas dos dois manifoldes instalados em Albacora, em 1995 e 1996), viabilizando reduções nos custos.

A seguir foi desenvolvida a terceira geração de manifoldes, para operar em águas de até 1.000 metros de profundidade, que incluiu, entre diversas inovações, o uso de módulos de *choke* recuperáveis para cada dois poços (o *choke* é uma válvula para ajustes na pressão dos fluxos de hidrocarbonetos extraídos). Foram instalados seis manifoldes desse tipo nos campos de Marlim e Marimbá, em águas com profundidade entre 500 e 950 metros.

Outro desenvolvimento, de terceira geração, consistiu no manifolde *gas lift*, projetado para lâmina d'água de 2.000 metros, instalado a 1.885 metros, no Campo de Roncador, em 2002, que incorporou as seguintes inovações: um medidor de fluxo monofásico como parte do módulo de *chokes*, válvulas tipo *pig diverter* e detectores de *pig* substituíveis. Foi instalado no fundo do mar por método inédito de instalação a cabo, desenvolvido pela PETROBRAS, que economizou mais de US\$ 3 milhões na instalação.

Outro resultado de pesquisas do PROCAP foi o desenvolvimento de novo conceito de manifolde, o MAC Manifolde com acionamento compartilhado (*Shared Actuator Manifolde*), para substituir os manifoldes tradicionais com acionamento hidráulico; é dotado de atuador único que opera várias válvulas e *chokes*

automaticamente, que permitiu reduzir o peso total do manifolde de 450 toneladas para 160 toneladas. O primeiro MAC Manifolde entrou em operação em 2001, no Campo de Enchova Oeste (PETROBRAS, 2005, p. 36, 39-42).

A PETROBRAS também direcionou pesquisas para o desenvolvimento de método de instalação de equipamentos pesados no leito submarino, tais como os manifoldes, por meio do uso de *movimento pendular*, que utiliza dois barcos. Este método inovador foi desenvolvido e utilizado com sucesso na instalação de dois manifoldes de *gas lift* em Roncador, em 2006, com peso de 270 toneladas cada, em lâmina d'água de 1.885 metros.

Desenvolvimento de sistemas de bombeamento – no poço e no leito marinho¹⁴⁰

Conforme foi analisado na Seção 6.3, entre as tecnologias a serem desenvolvidas no PROCAP 2.000 encontravam-se os sistemas de bombeamentos. Por meio do programa foram executadas três distintas rotas tecnológicas nessa área: bombeamento centrífugo submerso (BCS), aplicado em completações molhadas; separação gás-líquido e petróleo-água no leito marinho; e o bombeamento multifásico submarino, isto é, sem o pré-processamento dos fluidos produzidos na corrente conduzida até a plataforma (Caetano *et al.*, 2005). São descritos, a seguir, os desenvolvimentos conduzidos pela PETROBRAS nos equipamentos citados, para utilização em campos de petróleo da Bacia de Campos.

Bomba Centrífuga Submersível (BCS)

As bombas submersíveis (Bombeamento Centrífugo Submerso/BCS - *Electrical Submersible Pump*/ESP) têm sido utilizadas na elevação/produção de grandes volumes de hidrocarbonetos em poços de petróleo.¹⁴¹ A bomba é impulsionada por motor elétrico, que dispõe de fluidos para selagem e proteção para operar dentro do poço ou no solo marinho. As BCS eram, nas primeiras aplicações, instaladas no fundo do poço em condições de operação acima do chamado Ponto de Bolha, o que, em princípio, permitia somente a presença de fluido no estado líquido com nenhuma ou muito pequena presença de gás livre (menor do que 5% v/v - volume/volume). A evolução da hidráulica das bombas permitiu que elas passassem, ao longo do tempo, a tolerar maior presença de gás livre - no limite, próximo a 40% v/v. Os maiores níveis de tolerância às frações de gás livre viabilizaram a instalação do equipamento fora do poço, no leito marinho (em poços falsos e/ou

140. Esta seção foi escrita em conjunto com o engenheiro Elisio Caetano Filho, da PETROBRAS, e contou com a colaboração do engenheiro Marcos Pellegrini Ribeiro, da PETROBRAS.

141. O componente principal desse método, o conjunto integrado motor elétrico-bomba centrífuga de multiestágios foi desenvolvido por inventor georgiano, de ancestralidade armênia, que imigrou para os EUA, na década de 1920, e com o apoio da companhia de petróleo Phillips 66 (Bartlesville, Oklahoma) desenvolveu o equipamento e fundou a empresa REDA (*Russian Electrical Dynamo of Arutunoff*) (Caetano Filho, 2012).

em bases instaladas no leito marinho).¹⁴² Quando bombas BCS são instaladas no interior de um poço produtor submarino, de completação molhada, a instalação é referida na PETROBRAS por BCSS – Bombeamento Centrífugo Submerso Submarino.

A BCS é particularmente adequada para o bombeamento de petróleo, inclusive pesado, do interior do poço até a árvore de natal e manifolde ou até a plataforma. Petróleos viscosos necessitam de mais energia para sua extração e movimentação nos dutos. Sem a utilização de bombas, a produção em poços submarinos depende apenas da pressão natural do reservatório e/ou da utilização de *gas lift*. Porém, essas soluções podem não ser suficientes para a condução de hidrocarbonetos em longas distâncias ou em longos trechos horizontais de poços submarinos; além disso, a adoção do método de *gas lift* exige a utilização de compressores de grande porte, com alta potência e de espaço físico no poço e na plataforma, também, contribui para a redução da temperatura do escoamento, com a possível ocorrência de fenômenos indesejados (e.g., deposição de orgânicos/parafinação).

A PETROBRAS começou a utilizar bombas elétricas para a elevação de petróleo viscoso dentro de poços terrestres das regiões Norte e Nordeste do Brasil. As bombas eram objeto de intervenções em curtos intervalos de tempo em razão de falhas no funcionamento, que tornavam dispendioso seu uso: toda a vez que uma bomba apresentava falhas havia necessidade da utilização de uma sonda de intervenção para a retirada da coluna de produção e a substituição da bomba.

Na produção no mar, bombas elétricas submersíveis foram utilizadas na completação de poços nas sete plataformas fixas do Polo Nordeste da Bacia de Campos, em 1989 (Seção 5.3.2). As bombas eram convencionais, instaladas em cerca de 120 poços de completação seca (árvores de natal instaladas nos conveses das respectivas plataformas). A durabilidade das bombas era pequena e a moda estatística da disponibilidade, ainda que crescente com o desenvolvimento da tecnologia, pouco passava de seis meses, além da ocorrência de alta taxa de falhas em seu funcionamento – ocorreram falhas após poucas horas da instalação – e em outros constituintes do sistema, como cabos e conectores; contudo, a forte interação da Companhia com os fabricantes qualificados à época permitiu corrigir as falhas e alcançar êxito no funcionamento das bombas e com crescentes e satisfatórios tempos médios interfalhas (Caetano Filho, 2012).

Após essa experiência positiva, a PETROBRAS, motivada pela necessidade de dispor de bombas com maior capacidade de vazão e de elevação de hidrocarbonetos nos campos descobertos em águas profundas, como Albacora, Marlim e

142. A PETROBRAS realiza experiências com bombas centrífugas instaladas sobre estrutura de suporte no leito marinho, e não no interior do poço, para facilitar a retirada para eventuais consertos; cf. Geraldo Spinelli (Petrobras): "Nova tecnologia de bombeamento submarino poderá dobrar a produção de poços" (Clube de Engenharia, 2008).

Barracuda, decidiu empregar bombas BCS em completação molhada, isto é, com as cabeças de poço e árvores de natal instaladas no leito marinho.

Já existiam no mercado, portanto, na década de 1990, alternativas de bombas com maior confiabilidade, que poderiam ser instaladas dentro do poço, em águas rasas, porém teriam que passar por desenvolvimentos e testes com elevados padrões de controles de qualidade para operar em águas profundas. Os componentes das bombas, tais como conectores submarinos e cabos submarinos de potência, teriam que ser aprimorados, e as árvores de natal teriam que receber adaptações para receber os conectores de potência. Diante das exigências de confiabilidade para a operação da bomba BCS em poços submarinos com petróleo viscoso, a PETROBRAS necessitou desenvolver tecnologia própria para possibilitar a operação deste tipo de equipamento com elevados níveis de potência (Assayag, 2000; Ortiz, 2006, p. 108-112; Silva *et al.*, 2000; Barbosa, 2011).

Após a decisão de utilizar as bombas submersas nos poços, a PETROBRAS liderou um Acordo de Cooperação Tecnológica, em março de 1994, com um grupo de seis empresas fabricantes dos componentes do sistema de bombeamento via BCS (Reda, Lasalle, Tronic, Pirelli, Cameron e Sade-Vigesa), que permitiu a obtenção de um protótipo de baixo custo para testes da tecnologia em águas rasas. Para os testes foi selecionado o poço satélite RJS-221, localizado a cerca de 500 metros da plataforma fixa do Campo de Carapeba, no Polo Nordeste da Bacia de Campos, em lâmina d'água de 86 metros. A bomba foi instalada, em outubro de 1994, constituindo-se na primeira bomba elétrica submersível do mundo implantada em um poço satélite submarino (completação molhada). A produção do poço era conduzida à distância de quinze quilômetros até plataforma central do Campo de Pargo I, juntando-se ao petróleo extraído dos demais poços dessa plataforma, que também foram completados com bombas BCS, mas em completação seca. A energia elétrica era gerada em Pargo e transmitida para a plataforma de Carapeba por meio de cabos submarinos de potência, que em sequência era conduzida para a bomba BCS no poço RJS-221 (PETROBRAS, 2005, p. 46; Silva *et al.*, 2000).

A bomba ficou em operação por dois anos e dez meses e abriu perspectivas de utilização em poços que apresentavam baixa produtividade até então, em razão das dificuldades existentes na estimulação/elevação dos hidrocarbonetos de poços com baixa vazão. O êxito dessa primeira experiência incentivou a Companhia a continuar os aprimoramentos na bomba BCS para a utilização em campos em águas profundas (lâmina d'água superior a 300 metros), junto com o desenvolvimento de uma árvore de natal molhada horizontal para águas profundas, e a ampliação da capacidade de transmissão de energia a longas distâncias. Árvores de natal submarinas horizontais já haviam sido implantadas em campos de petróleo do Mar do Norte, em 1993; a utilização dessa modalidade de árvore de natal passaria a ser fundamental na adoção de bombas BCS em águas profundas (Silva *et al.*, 2000).

Seguiram-se três anos de pesquisas, conduzidas no CENPES e na COPPE/UFRJ em Acordos de Cooperação com as empresas fabricantes dos vários componentes do sistema. Os objetivos em P&D eram: estender a capacidade de operação de vários componentes da bomba para além dos 300 metros para os quais foram projetados; aumentar a vida útil da bomba para evitar intervenções frequentes para retiradas e consertos, em razão do alto custo em águas profundas; viabilizar a realização de conexões remotas e a transmissão de energia elétrica a longas distâncias; desenvolver um transformador submarino para operar em águas profundas, com o objetivo de permitir redução das dimensões e dos custos do cabo elétrico.¹⁴³ Como consequência da necessidade de facilitar a retirada da bomba do poço, a inovação foi acompanhada do desenvolvimento da Árvore de Natal Molhada Horizontal (ANM-H) que, por possuir estrutura de conexão horizontal das válvulas permite o desacoplamento mais fácil e rápido com o poço, facilita a retirada da BCS e reduz os custos de intervenção (Minami, 2006, cit. por Ortiz, 2006).

As companhias Reda (bomba), que havia incorporado a Lasalle; Pirelli (cabo elétrico); Tronic (conector elétrico submarino); Cameron (árvore de natal molhada horizontal) e Siemens (transformador elétrico submarino) projetaram, fabricaram e testaram os novos equipamentos para a instalação pioneira de uma BCS no poço escolhido para testes em águas profundas. O poço selecionado, RJS-477A, localizava-se no campo gigante de Albacora-Leste, na Bacia de Campos, e foi conectado à plataforma flutuante P-25, instalada no vizinho Campo de Albacora, a 6,5 quilômetros de distância, sob 575 metros de lâmina d'água. Em 1997 foi obtido o protótipo da bomba para a realização dos testes de confiabilidade. No início de 1998 a PETROBRAS instalou a bomba centrífuga junto a uma árvore horizontal submarina, em lâmina d'água profunda de 1.109 metros, no poço RJS-477A de Albacora Leste. Foi a primeira vez que se operava com bomba BCS a essa profundidade no mundo.¹⁴⁴

A bomba centrífuga submersa bombeou aproximadamente 600 m³/dia de

143. Foram selecionadas as companhias Siemens (Transformador Elevador de Tensão Elétrica, de instalação na plataforma, e Transformador Rebaixador de Tensão Elétrica, de instalação no leito marinho) e Robicon (Unidade Variadora de Frequência, de instalação na plataforma) para o desenvolvimento da transmissão submarina de energia.

144. PETROBRAS (2005, p. 46); Caetano Filho (2011); Silva et al. (2000); Carlos Tadeu da Costa Fraga (PETROBRAS, Fatos e Dados, 06/05/2011). Nas palavras de engenheiro da PETROBRAS participante dos desenvolvimentos de bombeamento multifásico, "é importante reconhecer que o sistema BCS era aquele disponível à época, - e que não encontrava apoio na indústria de petróleo para tal tipo de uso em completação molhada, - mas foi possível lograr êxito em função do acerto da especificação, baseada em grande parte também na experiência anterior da PETROBRAS, no rigor da inspeção, no plano de instalação seguido à risca e no desenvolvimento de todo o subsistema de fornecimento de energia elétrica submarina, composto particularmente por cabos, conectores (secos e molhados) e por transformador de tensão, bem como, pela inovadora árvore de natal molhada horizontal, que oferecia, desde o início, a salvaguarda para continuidade operacional frente a falhas frequentes da bomba, as quais não se materializaram! Tais excelentes resultados reforçariam ainda mais a convicção da PETROBRAS da efetividade dos ditos Acordos de Cooperação Tecnológica com a indústria de equipamentos." (Caetano Filho, 2011)

petróleo para a plataforma P-25, durante mais de três anos, sem falhas, conduzindo até 17% de gás livre, na sua sucção, sem apresentar problemas. Alguns anos depois, em 2003, a bomba BCS representou solução para a extração do óleo pesado do Campo de Jubarte, em um teste de longa duração com o FPSO Seillean, sob 1.325 metros de lâmina d'água (PETROBRAS, 2005, p. 46-47; Izetti, 2007).¹⁴⁵

A bomba BCS permitiu elevar a produtividade de poços em que foi implantada em até 20%. Em razão das tecnologias desenvolvidas para a operação da bomba em condições de extração complexas, em poços de longo alcance horizontal e distantes da plataforma, o equipamento foi considerado uma inovação radical (Minami, 2006, cit por Ortiz, 2006). A instalação de bomba BCS pode ocorrer também no solo marinho, em alojadores próprios para facilitar a realização de reparos. A primeira aplicação nessa localização ocorreu junto com o sistema de separação de fluxos VASPS, desenvolvido em cooperação entre a PETROBRAS e as empresa Eni-Agip e ExxonMobil, no Campo de Marimbá, à profundidade de 395 metros de lâmina d'água. Nessa configuração, após a separação do gás-líquido, nas seções anulares e verticais do sistema (VASPS), o líquido (petróleo-água) separado é enviado para a plataforma pela bomba centrífuga submersa alojada no interior do sistema; o gás, em função da pressão de separação, era capaz de escoar (em linha de produção dedicada) diretamente até a mesma referida plataforma de Marimbá. O resultado foi o aumento da produção de petróleo em 25% em relação ao obtido com a elevação artificial por meio de injeção de gás (*gás lift*).

A tecnologia BCS foi aplicada no Campo de Jubarte, no primeiro semestre de 2007, com a instalação de uma bomba BCS no poço JUB-6; a bomba elevou a produção de 10.000 barris/dia para 24.000 barris/dia, após 100 dias de operação, ou seja, um crescimento de 140%. O experimento é parte do Programa Tecnológico de Óleos Pesados (Propes).

Os atuais desenvolvimentos do sistema BCS com a participação da PETROBRAS objetivam a obtenção de bombas mais potentes, capazes de viabilizar a elevação de petróleo-gás-água do poço até a árvore de natal ou manifolde e, destes, até a plataforma, ou mesmo dispensar o uso de plataformas ao permitir transportar os fluxos extraídos até terminais próximos em terra.

Sistema de Separação Gás-Líquido e Bombeamento de Líquido (VASPS)

O sistema VASPS (*Vertical Annular Separation and Pumping System* – sistema de separação anular vertical com bombeamento de líquido) representou uma inova-

145. O sistema BCS viria, em meados da década de 1990, a ser utilizado pela operadora de petróleo Amoco em 25 poços produtores de petróleo do campo gigante de Liuhua, no mar do sul da China, que foram equipados com árvores submarinas horizontais e bombas BCS (Caetano Filho, 2011).

ção radical de separação e bombeamento líquido submarino instalado no fundo do mar, em razão do formato vertical inédito e princípios físicos e químicos específicos. Após o petróleo extraído dos poços passar pela árvore de natal e pelo manifolde submarino, esse envia o fluxo para o VASPS, que faz a separação do fluxo gás-líquido produzido e envia para a plataforma, em linhas diferentes, o gás natural, que flui naturalmente pela própria pressão da separação, e o petróleo e a água, que são bombeados por bomba centrífuga submersa (BCS). O VASPS é composto de separador ciclônico submarino e pela BCS; no separador há três estágios de separação: primária, com câmara de expansão, onde a maior parte do gás é separada; secundária, composta por estrutura helicoidal que utiliza o princípio da separação centrífuga; e separação terciária, composta por uma piscina, onde a parte líquida se acumula e parte do gás é separada gravitacionalmente; na piscina é instalada a bomba BCS.¹⁴⁶

Um projeto anterior de bombeamento submarino com separador foi desenvolvido pela PETROBRAS, cuja tecnologia já havia sido patenteada antes do lançamento do PROCAP 1.000, sob a denominação Petroboost. O desenvolvimento do projeto no PROCAP 1.000 alcançou a fase de protótipo, mas na passagem para a fabricação não superou a avaliação técnico-econômica: as fábricas no Brasil não se adequaram às especificações técnicas da PETROBRAS e as fábricas no exterior apresentaram preços elevados para a construção do equipamento (Furtado e Freitas, 2004, PETROBRAS, 2005).

Um dos diferenciais dessa concepção era o acionamento unicamente hidráulico, num momento em que não se dispunha desse dispositivo e em que havia fortes dúvidas acerca da possibilidade de acionamento elétrico no leito marinho (Caetano Filho, 2012).

A PETROBRAS retomou, em 1994, o projeto de desenvolvimento de um separador bifásico, através de parceria com a companhia de petróleo italiana AGIP, que havia criado um projeto inicial de separador. Por meio de um projeto multicliente da AGIP, a PETROBRAS entrou na segunda fase do projeto, relativa aos desenvolvimentos em laboratório. Nessa fase, as pesquisas dos fundamentos científicos e tecnológicos da técnica de separação foram realizadas pelo Centro de Estudos do Petróleo (CEPETRO/UNICAMP), e pela transferência pela empresa italiana dos conhecimentos gerados na fase inicial. A parceria da PETROBRAS com o CEPETRO resultou no desenvolvimento de conceito próprio de separador para operar em águas profundas, particularmente frente à presença de líquido viscoso, cujo desenho dos helicoides de separação do gás e do petróleo foi patenteado pela PETROBRAS (Ortiz, 2006; Funiber, 2009). Os testes de desenvol-

146. Ortiz (2006, p. 105-108). Em Melo *et al.* (2009) encontra-se um estudo do desenvolvimento de controlador não-tradicional baseado em mecanismo de histerese com auto-ajuste para o controle de nível de líquido do sistema VASPS.

vimento foram realizados no Núcleo Experimental de Atalaia (NEAT) (Aracaju, SE) (Caetano Filho, 2012).

A fase de construção do protótipo foi desenvolvida por meio de *Joint Industry Project* (JIP) com a ExxonMobil, União Europeia e ENI-Agip. Outros aspectos que deram ao equipamento o caráter de inovação radical foram a especificação do sistema de controle - uma das partes mais críticas do projeto, pois o vaso do VASPS permite controlar a separação gás natural-líquidos - e os procedimentos de instalação submarina (Funiber, 2009).

Um protótipo do VASPS foi instalado no Campo de Marimbá, em 2001, à profundidade de 395 metros, conectado à plataforma semissubmersível P-08, tendo impulsionado a produção em aproximadamente 33%, mesmo com a suspensão do processo alternativo de elevação por *gas lift*. O protótipo operou entre julho e dezembro de 2001, quando ocorreu falha na bomba BCS, por ação inadvertida de operação, porém o defeito não interferiu nas conclusões sobre o sucesso da tecnologia desenvolvida pelo projeto conjunto multicliente (JIP-*Joint Industry Project*). Em seguida, a PETROBRAS assumiu a responsabilidade financeira e tecnológica do empreendimento, com o objetivo de torná-lo novamente operacional. A bomba foi trocada, em janeiro de 2004, após a igual incorporação de diversos melhoramentos nos controles para de forma a aumentar a confiabilidade nesse subsistema, crucial para a salvaguarda do sistema VASPS. Após tais ações, o VASPS operou de 8 de maio de 2004 a 8 de janeiro de 2008, acumulando 3 anos e 8 meses de operação. O resultado, extremamente convincente, manteria o apoio da PETROBRAS no uso da tecnologia VASPS e/ou de bomba do tipo BCS, em completações submarinas, respeitando as limitações impostas pelo estado-da-técnica, e atuando para a evolução tecnológica desses tipos de bombas. A continuação dos desenvolvimentos resultou na instalação de outro equipamento VASPS no mesmo campo, em 2011 (Bybee, K., 2006; PETROBRAS, 2005; PETROBRAS *at a Glance*, Oct. 2011).

Separador Submarino de Água e Óleo (SSAO)

O Separador Submarino de Água e Óleo (Subsea Oil Water Separation System) foi desenvolvido em parceria com a empresa FMC Technologies para possibilitar a elevação de maior quantidade de petróleo para a plataforma, especialmente em campos maduros, em que ocorre aumento da quantidade de água junto com o petróleo extraído. Esse tipo de equipamento há muito vem sendo utilizado em campos de petróleo da Noruega localizados em águas rasas. Para o Brasil, o novo equipamento foi projetado para separar petróleo pesado em águas profundas, condição que exigiu o desenvolvimento de inovações para se chegar ao protótipo. Em novembro de 2011, o equipamento foi instalado no Campo de Marlim, a 900 metros de lâmina d'água, para ser conectado à plataforma P-37. O protótipo

é o primeiro equipamento do gênero instalado em águas profundas, com capacidade de separar a água do petróleo pesado para ser reinjetada no reservatório, com o objetivo de manter sua pressão. O equipamento começará a executar a função de separação água-óleo a partir do momento em que a produção de água corresponder a 70% da produção bruta (óleo e água). Após a separação da água e sua reinjeção no reservatório, o uso do equipamento resultará na diminuição do peso dos pesos da mistura de fluidos produzidos e elevados até a plataforma e no melhor uso da capacidade de processamento primário da UEP, pelo menor corte de água na carga, contribuindo ainda para o aumento do fator de recuperação do reservatório. A capacidade de vazão do protótipo é de 18.000 barris/dia. O equipamento pesa 392 toneladas, com medidas de 29 metros de comprimento, 10,8 metros de largura e 8,4 metros de altura. Após a aprovação do protótipo, o equipamento será utilizado em outros campos maduros da Bacia de Campos (PETROBRAS Magazine, 2010; Tecnologia PETROBRAS, 2011).

Sistema de Bombeamento Multifásico Submarino (SBMS-500) - *Subsea Multiphase Pumping System*

O SBMS-500 é composto por uma bomba multifásica, do tipo volumétrica de duplo parafuso, instalado no solo marinho, capaz de transportar, a longas distâncias, em um único duto, os fluxos de petróleo, gás natural e água extraídos do poço, e que apresenta, ainda, certa tolerância à presença de sólidos. É apropriado para a elevação de petróleos pesados e viscosos e para situações em águas profundas em que a instalação de plataforma a menor distância dos poços é inviável, técnica ou economicamente. Representa uma solução que vem sendo pesquisada, há muitas décadas, pela indústria de petróleo mundial para o aumento da produtividade dos poços e a recuperação de campos maduros (em fase de declínio de produção). O SBMS permite superar as restrições que apresentam as bombas centrífugas convencionais em relação aos percentuais de presença (% v/v) de gás livre na corrente multifásica – a bomba do SBMS-500 demonstrou capacidade de operar continuamente com até 95% de gás livre na corrente e, inclusive 100% (quando igualmente equipada com sistema de recirculação descarga-sucção de 3% a 5% de líquido). O sistema é ainda inovador em relação aos equipamentos tradicionais que transportam, separadamente, o petróleo e a água por meio de bomba e o gás natural por meio de compressor, uma vez que permite a adição de energia à corrente multifásica sem que seja requerido qualquer pré-condicionamento dessa corrente. Com essas características, a tecnologia viabiliza a condução de hidrocarbonetos a longas distâncias, viabilizando e/ou aumentando a vazão dos poços, e tornando igualmente possível, em algumas aplicações, o igual aumento do fator de recuperação dos campos onde seja aplicada.

As pesquisas da PETROBRAS e empresas parceiras para o desenvolvimento

do projeto começaram em 1992 e apresentaram diversas etapas. Baseados nos resultados do projeto dessa rota tecnológica contido no PROCAP 1.000, que praticamente fez um levantamento do estado da técnica de tal rota tecnológica, a PETROBRAS celebrou, em 1992, um Acordo de Cooperação Tecnológica com a empresa Bornemann Pumpen (Alemanha) tradicional fabricante de bombas volumétricas do tipo duplo parafuso para bombeamento de líquido, e que se iniciava no desenvolvimento da tecnologia objetivando seu uso no bombeamento multifásico (óleo-água-gás). Ao decidir atuar na forma de Parceiro Tecnológico, a PETROBRAS concebeu e construiu, em 1992-1994, o referido NEAT (Aracaju, SE) – um *campus* avançado do CENPES, incluso nas instalações da Unidade Operacional de Exploração e Produção de Sergipe e Alagoas (UO-SEAL) na cidade de Aracaju. O Núcleo, ao exibir altos níveis de representatividade das condições reais de operação (*e.g.*, operação com petróleos e gás natural) para os componentes das ditas rotas tecnológicas de bombeamento e medição multifásica, se constituiu em importante e fortemente contribuinte instalação física para o desenvolvimento dessas rotas tecnológicas. Assim, em junho de 1996, o segmento de E&P da PETROBRAS, em reconhecimento aos resultados alcançados nos trabalhos conjuntos com a Bornemann Pumpen (Caetano *et al.*, 1997a), autorizou o uso de tal tecnologia (via EVTE – Estudos de Viabilidade Técnica e Econômica) nas atividades de produção em terra e em conveses de UEP no mar. A partir de então, se daria a disseminação dessa tecnologia em campos da Bacia de Campos (Moreia, Linguado e Marlim) e ora se constituindo no sistema de bombeamento detentor do recorde de operação continuada (Caetano *et al.*, 2005).

Em adição aos trabalhos internos, a PETROBRAS igualmente participava de um *Joint Industry Project* (JIP), Projeto Multicliente, formado pela Chevron, Texaco e PETROBRAS, que iniciou experimentações de diversas concepções de bombas multifásicas e a medição de misturas de petróleo, gás natural e água na sucção da bomba. Tais testes transcorreram no sítio de testes denominado Humble Flow Loop, da Texaco, em Houston (EUA) (Dal Porto e Larson, 1996, cit. por Oliveira, 2003). Um dos destaques nos testes foi uma concepção de bomba multifásica, também do tipo volumétrica de duplo parafuso, oriunda da Leistriz Pumpen (Alemanha), um reconhecido fabricante de bombas volumétricas de parafusos (até cinco fusos). Após desenvolver vários componentes críticos iniciais e comprovar a viabilidade da tecnologia de bomba multifásica para utilização em campos de petróleo, a PETROBRAS decidiu liderar projeto de cooperação tecnológica internacional para desenvolver o sistema e testar um protótipo de uso submarino.

Inicialmente, a PETROBRAS conduziu comparações entre as concepções tecnológicas oferecidas pela Bornemann e Leistriz. Da comparação de tais concepções, incluindo os níveis de engenharia julgados existentes nesses fabricantes e, ainda, considerando o fato de que a Leistriz já trazia um parceiro

no componente motor elétrico (Westinghouse), a PETROBRAS resolveu não estender o Acordo com a Bornemann para o nicho submarino e fazê-lo com a Westinghouse (EUA)-Leistritz (Alemanha).

A segunda etapa da cooperação internacional para o desenvolvimento do protótipo foi iniciada, em 1997, por meio de Projeto de Implementação Tecnológica (TIP). O protótipo do SBMS-500 (referência à capacidade de 500 m³ de vazão total hora, ou cerca de 75.000 barris/dia) foi objeto de concepção, desenho e desenvolvimento pela PETROBRAS, em cooperação com as seguintes companhias fabricantes de equipamentos e com potencial para participar do empreendimento: Curtiss-Wright (antiga Westinghouse), responsável pelo motor elétrico e pela integração do conjunto bomba-motor-variador; Leistritz (Alemanha), que desenvolveu a bomba multifásica; Kvaerner (Noruega, Inglaterra, Brasil), que desenvolveu a estrutura submarina e o subsistema de controle; Tronic (Inglaterra), responsável pelos conectores de potência e de sinais, secos e molhados; Robicon (EUA), responsável pelo variador de frequência – seria o primeiro a operar no Brasil daquele que se converteria no referencial na indústria; ODI (EUA), que desenvolveu o pioneiro conector de sinais ópticos – que se tornaria a primeira conexão submarina molhada do tipo ótica realizada na PETROBRAS -, e Pirelli (Brasil, Itália), fabricante do igualmente inovador cabo híbrido – alimentação elétrica e de sinais óticos - submarino. No período de desenvolvimento (1994-2006), a PETROBRAS, ao serem considerados os Acordos de Cooperação Tecnológica e seus Aditivos, acumulou cerca de 40 celebrações nessa modalidade de cooperação tecnológica. O protótipo SBMS-500, com ênfase para o seu subsistema de instalação submarina, após sua construção foi testado e progressivamente desenvolvido, de 2000 a 2006, no Núcleo Experimental de Atalaia, que foi concebido e construído dentro do escopo do projeto de bombeamento e medição multifásica submarina.¹⁴⁷ É importante registrar que tal projeto foi igualmente transformado no modal de JIP – Joint Industry Project, o qual, sob a coordenação conjunta PETROBRAS e Westinghouse, foi oferecido à indústria, que resultou na participação de quatro grandes e integradas companhias de petróleo – foi o segundo JIP coordenado pela PETROBRAS.

O sistema SBMS-500 foi instalado no Campo de Marlim, em agosto de 2009, a meia distância entre o poço produtor (7-MRL-63-RJS) e a plataforma P-20, de onde a produção é controlada. Entretanto, quando do comissionamento do sistema na plataforma, uma ação inadvertida de um dos componentes do grupo de desenvolvimento provocou um dano no subconjunto submarino, que

147. As instalações em Atalaia permitem testes de alta representatividade, dado que as condições do local são semelhantes às condições reais de produção. A unidade trabalha em cooperação com a indústria de equipamentos, nacional e internacional, no desenvolvimento de componentes de bombeamento e de medição inovadores, como, medidores, bombas, motores elétricos submarinos, conectores para sinalização, umbilicais de energia, vasos de controle e monitoração, etc.

resultou em consumo excessivo do fluido multi-tarefa (igualmente desenvolvido no projeto e em conjunto com a PETROBRAS Distribuidora, que respondia por funções essenciais no sistema), provocando dificuldades para a operação continuada do SBMS-500. Em 5-6 de junho de 2010, o sistema operou e manteve a operação por cerca de 30 horas, demonstrando as capacidades de projeto, aumentando a produção do poço hospedeiro em cerca de 300 m³/dia de óleo e instituindo marcos tecnológicos – acredita-se ter sido o primeiro sistema a cruzar a barreira dos 60 bar de pressão incremental numa corrente multifásica de alta fração de gás livre (80-95% v/v). A PETROBRAS, ao considerar os resultados obtidos nas campanhas de testes, no NEAT e no Campo de Marlim, resolveu reconhecer a maturidade do estado tecnológico atingido pelo bombeamento multifásico submarino para uso disseminado na empresa – sabendo-se que a utilização efetiva nos fins produtivos para a qual a inovação foi desenvolvida, assim como toda e qualquer aplicação, depende ainda dos resultados a serem obtidos no Estudo de Viabilidade Técnica e Econômica (EVTE) aplicada ao cenário alvo de utilização de tal tecnologia. Por razões outras, incluindo o alto custo para desinstalação do subsistema submarino (ainda que o reparo propriamente dito fosse de baixo custo), o protótipo não foi retirado para reparo e sua operação foi interrompida. É importante registrar que, baseado nesse desenvolvimento do SBMS-500, os antigos Parceiros Tecnológicos se aliaram à Cameron e, conjuntamente, realizaram trabalhos de reengenharia e, considerando as lições aprendidas, produziram uma nova versão para tal sistema, mais compacta, mais leve e capaz de aplicação em LDA de até 2.000 metros. Tal sistema vem sendo comercializado como constituinte da linha CAMFORCE™ e sendo referido por FLOWBOOST™ 2000 (Cameron e Curtiss-Wright, 2008). Afora tal oferta, tais parceiros também se dedicam a estender ainda mais as capacidades de tal sistema (*e.g.*, capaz de aumentar em até 150 bar a pressão de uma corrente multifásica de vazões da ordem de 1.000 m³/h – cerca de 150.000 barris/dia). Assim, após os resultados obtidos com o SBMS-500, além da disseminação em ocorrência relativa a sistemas de bombeamento multifásico em conveses de UEPs, ter-se-á agora a disseminação dessa tecnologia no leito marinho, contribuindo particularmente na produção de petróleo em águas profundas e ultraprofundas, com ênfase para os petróleos pesados e viscosos. Tais sistemas contribuirão para a materialização da corrente visão de futuro acerca da produção submarina praticada diretamente para terra (*subsea to shore*) ou para um ponto de exportação (*subsea to somewhere*).¹⁴⁸ É importante registrar que o projeto analisado, constituinte inicial do PROCAP 2000, lançado em set./1992, também esteve dedicado ao desenvolvimento de todos os componentes associados à tecnologia de medição multifásica em linha, ou seja,

148. Revista Petrobras, agosto 2009; Kujawski e Caetano (1999); Petrobras (2004b). Para detalhamentos técnicos do sistema SBMS-500 e os testes em Atalaia, ver Oliveira (2003).

aquela na qual uma corrente multifásica (óleo-água-gás) pode ter seus valores de vazão e concentração, por fase constituinte da corrente, determinada, sem que seja necessária a pré-separação das fases constituintes de tal escoamento. Assemelhado ao realizado na frente de bombeamento, a PETROBRAS conduziu estudos de levantamento do estado-da-arte e acerca das principais concepções em desenvolvimento e, assim, estabeleceu um Acordo de Cooperação Tecnológica com o detentor de uma concepção de medidor multifásico para uso submarino, que incluiu a empresa Fluenta (Noruega). De forma pioneira, um JIP (*Joint Industry Project*), sob coordenação conjunta da PETROBRAS e Fluenta, foi oferecido à indústria, que resultou na participação de sete grandes e integradas companhias de petróleo – foi o primeiro JIP coordenado pela PETROBRAS. O protótipo desenvolvido passou por testes e ajustes no Núcleo Experimental de Atalaia e posteriormente foi instalado (1997) no manifolde MSP-DL3 do Campo de Albacora na Bacia de Campos (Caetano *et al.*, 1997b). Tal protótipo iniciou operações em 1999 de forma fortemente satisfatória – acredita-se ter sido o primeiro medidor multifásico no mundo a operar no leito marinho em águas profundas. O sucesso de tal iniciativa propiciou a disseminação dessa tecnologia (Caetano *et al.*, 2000), que continuava a ser desenvolvida (2012) de forma a melhorar seu desempenho (particularmente para reduzir os níveis de incerteza na medição e tornando-a totalmente satisfatória para praticar a medição fiscal e não, tão somente a dita alocação de produção e a detecção de irrupção da produção de uma fase, p.ex., água) e, igualmente, reduções de custos para o aumento da disseminação da tecnologia.

Árvore de Natal Molhada Horizontal (ANM-H)

A árvore de natal molhada horizontal possui inovações incrementais em relação à árvore tradicional: suas especificações e arquitetura permitem a retirada da coluna de produção do interior do poço para reparos, sem necessidade de retirar a árvore de natal da cabeça de poço, em razão de serem as válvulas montadas na lateral do bloco de grande diâmetro. Normalmente, árvores convencionais não permitem a mesma operação sem sua remoção, devido à estrutura vertical, mas no caso da ANM-H, o suspensor (*tubing hanger*) da coluna de produção, que faz a ligação da coluna com a ANM-H, é assentado no interior da árvore e direciona o fluxo de hidrocarbonetos para a sua lateral. Outra inovação encontra-se na conexão entre os cabos elétricos que descem da plataforma para conectar-se com a árvore de natal: enquanto nas árvores convencionais são necessárias duas conexões, a saber, com a árvore de natal, e em seguida, com o suspensor da coluna de produção na cabeça de poço, nas ANM-H há uma única conexão, pois a conexão dos cabos elétricos com a ANM-H ocorre simultaneamente com a coluna de produção, o que proporciona vantagens de custos e economia de tempo na instalação e na conexão (Oliveira, 2003; Soares, 2001; Minami, 2006, cit. por Ortiz, 2006).

Dadas as características citadas, as ANM-H são apropriadas para poços de alta vazão e de maior amplitude horizontal, que requerem bombas do tipo BCS, que precisam ser retiradas de tempos em tempos do poço para manutenção. A PETROBRAS desenvolveu novo modelo de ANM-H, em parceria com os principais fornecedores deste tipo de equipamento (FMC-CBV, Vetco, Cameron e Kvaerner), a partir da aquisição de conceito originalmente desenvolvido pela empresa de engenharia norte-americana Drill-Quip. A última versão de árvore horizontal foi desenvolvida para operar em águas de até 2.500 metros, utilizada no Campo de Roncador.

A necessidade crescente de árvores de natal levou a PETROBRAS, durante o desenvolvimento da Bacia de Campos, a adotar processo de padronização na fabricação da árvore de natal para as diversas partes que compõem esse equipamento e para as funções e desempenhos requeridos. A padronização foi estendida para outros equipamentos, para permitir a intercambialidade dos itens fabricados por diferentes fornecedores e a transferência de equipamentos entre os diversos locais em que operam. Ao estabelecer padrões nos equipamentos submarinos tornou-se empresa pioneira na intercambialidade de peças entre os fabricantes, permitindo reduzir o tempo para as instalações e os reparos no mar (PETROBRAS, 2005, p. 39; Gall, 2011a).

Sistemas de ancoragem de plataformas para águas profundas e ultraprofundas

O desenvolvimento de campos de petróleo em águas acima de 1.000 metros de profundidade aumentou as dificuldades na ancoragem de plataformas flutuantes de produção. O uso de correntes de aço em catenária eleva muito a carga vertical suportada pela plataforma e aumenta o risco de rompimento das correntes. Como consequência, o custo das correntes se eleva, pois precisam ter seus diâmetros aumentados apenas para suportar o próprio peso. Também o *layout* submarino fica excessivamente ampliado devido ao amplo raio do sistema de amarração. Essas restrições levaram a PETROBRAS a desenvolver novas soluções para a ancoragem de plataformas, tanto em conceito quanto em novos materiais, que acabaram por se constituir em inovações radicais, sob a forma de cabos de poliéster e de âncoras com carga vertical. Essas tecnologias foram aplicadas em diversas plataformas flutuantes de produção, substituindo os sistemas convencionais de correntes de aço em catenária, como se analisa a seguir (PETROBRAS, 2005, p.53-56).

Desenvolvimento de cabos sintéticos de poliéster

A inovação consistiu na substituição das correntes de aço das plataformas por cordas/cabos de poliéster, em sistema de ancoragem *taut leg* ou em catenária. A solução *taut leg* - pernas de amarração tensionadas - evita as longas extensões em catenária com correntes e reduz o peso suportado pela plataforma, causado pelas longas seções verticais (Del Vecchio & Meniconi, 1999). Estudos prévios à

procura de materiais mais leves e flexíveis para a ancoragem em *spread mooring*¹⁴⁹ e vertical foram realizados, em 1988, pela *Reading University* e *Global Maritime Research*, duas instituições inglesas que usaram o *nylon*, poliéster e algumas ligas de polipropileno. Com o objetivo de desenvolver pesquisas do PROCAP sobre o poliéster em águas profundas, o engenheiro de materiais da PETROBRAS, César Del Vecchio, realizou seu PhD na *Reading University*. Após experimentações em laboratório para encontrar o material adequado em consistência, elasticidade, resistência e outros requisitos, foi desenvolvido o novo poliéster com a participação de professores daquela universidade. Em seguida, o material foi trazido para testes nos laboratórios do CENPES e testado em campo, comprovando-se sua resistência para a amarração de plataformas em águas profundas (Del Vecchio & Meniconi, 1999; Ortiz, 2006).

Em meados da década de 1990, a PETROBRAS desenvolveu as especificações para a fabricação dos cabos. As empresas contratadas para desenvolver a inovação foram a Cordoaria São Leopoldo (CSL), que fornecia cabos para a PETROBRAS desde 1969, Quintas & Quintas Cordoaria e Redes (Portugal), Cordoaria Oliveira Sá (Portugal) e Marlow Ropes (Inglaterra). A PETROBRAS contribuiu com incentivos financeiros para a CSL completar o maquinário. O desenvolvimento do produto requereu o aprofundamento de pesquisas pelo departamento de engenharia da CSL, a construção de laboratório com máquina de testes e a fabricação de máquina especialmente desenvolvida para a produção dos cabos. No final da década de 1990, a CSL assinou um Termo de Cooperação com a PETROBRAS para montar um laboratório de classe mundial na cidade de São Leopoldo, RS, que foi equipado com a segunda maior máquina de testes de cabos do mundo. A falta desse laboratório ocasionaria redução da capacidade de inovação e de flexibilidade, além de custos maiores, uma vez que, como alternativa, teriam que ser enviados corpos de prova ao laboratório da empresa DNV na Noruega para cada teste.¹⁵⁰ Além de inúmeras vantagens para a CSL, a máquina de testes trouxe benefícios importantes à equipe dedicada à área de ancoragem do CENPES, que a utilizava para testes de cabos em diferentes condições de uso e variadas construções e matérias-primas. A máquina de testes foi construída em 1998, com capacidade de tração de até 750 toneladas. Nos anos de 1999 e 2003 foram realizadas *upgrades* para capacitar a máquina a exercer 1.500 e 1.750

149. Sistema de ancoragem de navios, em amarração simétrica com quatro grupos de âncoras, na proa e na popa, que mantém o navio posicionado em direção fixa. As linhas de amarração são conectadas no solo marinho por âncoras normais ou por âncoras de sucção. Esse tipo de amarração permite amplo espaço no navio para a instalação de *risers* e cabos umbilicais.

150. Informações de Alexandre Abu-Jamra (CSL) e Leandro Haach (Lupatech) ao autor, em set. /2010. De acordo com Haach, "Era um mercado totalmente novo e muito maior do que estávamos acostumados a trabalhar. Era um assunto muito novo e não havia profissionais dessa área disponíveis no mercado. Aprendemos na maior parte no dia a dia, com erros e acertos e, aos poucos, formamos uma equipe capaz de abraçar os desafios que vinham pela frente. Os desafios tecnológicos foram enfrentados *in-house*. Nós mesmos desenvolvemos as máquinas que viriam a fabricar nossos cabos de ancoragem" (em 2006, a CSL foi incorporada pelo Grupo Lupatech).

toneladas-força sobre cabos. Na etapa de fabricação dos cabos de poliéster havia defasagem tecnológica na máquina de trançar capas nos cabos; a solução foi encontrada na própria CSL, por meio do desenho do equipamento pela engenharia da empresa e sua manufatura pelo Departamento de Manutenção.

Verificou-se, portanto, que os investimentos da PETROBRAS e da empresa CSL trouxeram ganhos de custo, flexibilidade e capacidade de inovação. No desenvolvimento do Campo de Marlim, a tecnologia substituiu o sistema de ancoragem em catenária de aço, em doze plataformas de produção, de 1997 a 2005, em águas com profundidade acima de 500 metros. A inovação viabilizou redução de custos em até 25%, em função da diminuição da quantidade de material utilizado, o que equivaliu à redução de U\$ 30 milhões em relação ao método convencional de ancoragem naquele campo. Pelo fato do material ser mais elástico do que o aço, reduziu-se o raio de ancoragem para no máximo 1,4 vezes a profundidade (PETROBRAS, 2005, p.53-55).

As inovações no desenvolvimento de cabos de poliéster para ancoragem resultaram nas seguintes realizações: primeira instalação de plataforma com cabos de poliéster no mundo, utilizados na Plataforma P-22, ancorada a 114 metros de lâmina d'água, no Campo de Moreia, em 1986; primeiro sistema de amarração completamente em corda de poliéster em catenária, instalado em 1997 no navio plataforma FPSO II, no Campo de Marlim Sul, à profundidade de 1.420 metros; primeiro sistema mundial de amarração em *taut leg* completamente em poliéster, em 1998, na plataforma P-27, no Campo de Voador, a 530 metros de lâmina d'água; na P-27 o sistema foi instalado junto com o novo sistema de âncoras de carga vertical (VLA), que economiza linhas flexíveis e permite a ancoragem num raio menor (PETROBRAS, 2005, p. 53-55). Em 2001, no Campo de Roncador, a plataforma P-36 foi ancorada em 1.340 metros de lâmina d'água, com o novo poliéster desenvolvido pelo CENPES em parceria com institutos de pesquisas e as empresas fabricantes.

Em termos mundiais, o resultado da aplicabilidade dessas novas tecnologias foi sua inclusão nas normas e nas recomendações técnicas das principais sociedades de classificação e de institutos de regulamentação, estabelecendo-se um novo padrão tecnológico mundial (PETROBRAS, 2005, p. 53-56).

Para Assayag (2005) o desenvolvimento dos cabos de amarração de plataformas em poliéster, fixados no fundo do mar por âncoras de carga vertical e âncoras Torpedo constituiu o ponto alto das atividades inovadoras da PETROBRAS, um dos seus maiores feitos tecnológicos uma vez que, à época, não eram utilizadas no mundo às profundidades alcançadas no Brasil.

Âncora de Carga Vertical (VLAs)

Tradicionalmente são utilizadas âncoras do tipo estaca para ancoragem com carga vertical, assentadas no mar por perfurações em bases de concreto ou engastadas por sucção. A cravação no solo por sucção efetiva-se por meio dos seguintes procedimentos de instalação: a âncora consiste em um cilindro fechado na extremidade superior, descida a cabo até o leito marinho por barco do tipo AHTS (*Anchor Handling Tug Vessel*), que penetra no solo com a força do próprio peso, aprisionando água em seu interior. A âncora é fincada no solo marinho em condição de equilíbrio de forças (de cima para baixo em razão da coluna hidrostática e do próprio peso da estaca; e, de baixo para cima, em função da resistência do solo à ulterior penetração e da pressão da água aprisionada no seu interior). Por meio de um dispositivo de sucção (bomba), concomitantemente ou posteriormente descido numa ferramenta acoplada na parte externa do fundo da estaca cilíndrica, e com a utilização de um DSV (*Diving Support Vessel*) via umbilical e/ou diretamente de um ROV, é iniciada a sucção da água aprisionada no interior do cilindro/estaca. Isso provocará um desbalanço de forças, permitindo a continuada e controlada penetração da estaca cilíndrica – estaca de sucção - no solo marinho. Procedimento reverso pode ser aplicado e tal estaca retirada e muitas vezes reutilizada. Tais âncoras são utilizadas tipicamente em solos do tipo argiloso ou arenoso e sua arquitetura (\emptyset - diâmetro x L - comprimento) é igualmente dependente do tipo de solo (Caetano *et al.*, 2012).

Em parceria com seus fornecedores, a PETROBRAS desenvolveu dois novos tipos de Âncora de Carga Vertical (*Vertically Loaded Anchors* - VLA), que fornecem pontos de amarração no fundo do mar aptos a resistirem tanto a cargas horizontais como verticais, e com capacidade de eliminar as longas seções “mortas” das amarras usualmente existentes em sistemas em catenária convencionais. As VLAs são de menor custo e mais rápida instalação que os dois tipos de âncoras anteriormente citadas (perfuradas em base de concreto e do tipo sucção). A primeira VLA foi instalada na plataforma semissubmersível P-27, em 1998, no campo de Voador, sob 530 metros de água (PETROBRAS, 2004; PETROBRAS, 2005, p. 41-42).

Estaca Torpedo - constitui outro desenvolvimento na tecnologia VLA, patenteada pela PETROBRAS, cuja concepção remonta a 1995, inicialmente com o objetivo de ancorar *risers*. A primeira experimentação consistiu na utilização de um tubo com peso elevado para funcionar como âncora, com 24 ton. e doze metros de comprimento, com ponta cônica para facilitar a cravação no solo marinho, usando-se a força de gravidade para a introdução no solo. Nos procedimentos de instalação a estaca é posicionada por barco, por meio de correntes, a cerca de 100 metros acima do fundo do mar e deixada cair; a queda

livre finca a estaca no solo até uma profundidade suficiente para neutralizar a carga para arrancá-la, além do poder de garra que possui. De fabricação simples, a estaca Torpedo necessita apenas de navio de manuseio de âncoras padrão para fazer a instalação na localização desejada. Apresenta como vantagens a maior simplicidade na instalação e a redução no custo de instalação, e possibilita o posicionamento no mar de plataformas que requerem altas cargas de ancoragem.

Os aprimoramentos da técnica pelo CENPES levaram a desenvolvimentos posteriores de estaca Torpedo para uso na ancoragem de plataformas: em 2001 foi utilizada a primeira estaca Torpedo na instalação de uma plataforma de perfuração móvel (MODU P-17 - *Mobile Offshore Drilling Unity*), com 62 toneladas (T-62) à profundidade de lâmina d'água de 399 metros; em 2005 foi instalada a estaca Torpedo aperfeiçoada T-98 (15 metros e 98 ton.) na Plataforma FPSO P-50, uma das maiores plataformas em operação no Brasil, com 180.000 barris/dia de capacidade de produção, no Campo de Albacora Leste. Seguiram-se o uso da estaca Torpedo na instalação das plataformas P-51, P-52, P-53 e P-54 e em outras plataformas. A evolução desta solução de ancoragem levou ao desenvolvimento da estaca T-120, em 2008, para utilização nas altas cargas exigidas nos novos campos do Pré-sal, cujo protótipo em tamanho real foi testado no Campo de Roncador. Com 120 ton., 1,20 metros de diâmetro e 22 metros de comprimento, a estaca Torpedo foi utilizada na ancoragem de plataformas do Pré-sal, a exemplo do FPSO P-57 (ver Seção 6.6 – Jubarte) e o FPSO Cidade de Angra dos Reis (Seção 7.2), e prevista no FPSO P-62, que será instalado na fase IV de Roncador, em março de 2014, e nos campos em águas mais profundas e solos menos resistentes.¹⁵¹

Outra aplicação resultante da estaca Torpedo ocorre na instalação dos condutores de revestimento de poços, método conhecido como Base Torpedo. A instalação pode ser realizada por barco de manuseio de âncoras, antes da chegada da sonda de perfuração no local, providência que acelera o processo de início de perfuração do poço. Os testes iniciais foram realizados na Universidade Federal do Rio de Janeiro para a observação da trajetória na cravação da estaca. Os testes de campo, no total de quatorze, foram realizados em Albacora Leste, em águas de 1.500 metros, com o objetivo de calibrar o método de instalação e assim confirmar o engastamento seguro no fundo do mar e a possibilidade de controlar a inclinação da base no cravamento. Como benefícios, a Base Torpedo permite economizar tempo no início da perfuração dos poços e eliminar algumas operações, como as de jateamento do poço. No Campo de Albacora Leste, a base Torpedo foi utilizada pela primeira vez no mundo em substituição ao jateamento

151. Cipriano Medeiros e Rachel Costa (CENPES), Revista Petrobras, dezembro 2010, nº 163; PETROBRAS *at a Glance*, 2011.

do poço para cravação do revestimento condutor de 30 polegadas, antes da chegada da sonda de perfuração, permitindo diminuição dos custos e dos riscos em relação à técnica de jateamento, além de acelerar o processo de perfuração. Novos avanços continuam a ser buscados na aplicação da tecnologia da estaca Torpedo, como na preparação de poços ditos falsos e adjacentes aos reais poços produtores, equipados com bombas elétricas submersíveis (BCS). Nesse caso, a própria estaca torpedo, após a cravação, se converte no poço falso e alojador da BCS. Esse tipo de instalação no leito marinho (em contraposição ao uso tradicional e já referido de instalação no fundo do real poço produtor) permite ainda menores custos de intervenção quando requerida.

Sistema de Ancoragem e Complacência Diferenciada (DICAS)

Consiste em um inovador sistema de amarração de plataformas FPSO, desenvolvido e patentado pela PETROBRAS, com o objetivo de produção de petróleo e armazenamento em navios-tanque. O sistema DICAS é basicamente um sistema de ancoragem radial (*spread mooring*) de FPSO, com diferentes graus de rigidez na proa e na popa. A diferença de rigidez permite ao navio aproar parcialmente com a condição ambiental predominante. O sistema inovou também ao tornar desnecessários alguns equipamentos complexos, a exemplo dos rolamentos e do *swivel* (junta de rotação). Assim, os custos dos sistemas de produção baseados em navios-tanque existentes são substancialmente reduzidos, o que torna o sistema muito útil em condições ambientais não severas, como é o caso desse conceito predominantemente aplicado nos FPSO da PETROBRAS (PETROBRAS, 2004, p. 8).

Risers flexíveis e linhas de fluxo para campos em águas profundas

A condução dos hidrocarbonetos desde a árvore de natal até a plataforma é realizada por meio de linhas de fluxo e *risers*. A linha de fluxo (*flow line*), apoiada no leito marinho, é também denominada linha de produção ou linha de escoamento, e pode ser construída com materiais rígidos ou flexíveis. O *riser* é conectado à linha de fluxo para a elevação dos hidrocarbonetos até a plataforma, constituindo a seção dinâmica do conjunto, constantemente sujeita aos movimentos das correntes marinhas (Anexo 3, figura 5). Na fabricação de *risers* flexíveis são sobrepostas camadas de elastômeros, combinadas com elementos estruturais rígidos, tais como o aço e fibras de carbono. Quanto à conformação, ao ser instalado na plataforma o *riser* flexível pode ser vertical ou apresentar conformação em catenária ou em catenária dupla (apoiado em flutuadores ou boias). Chama-se *riser* de exportação - no passado referido por *downcomer pipe* - as tubulações que saem da plataforma em direção ao leito marinho e daí para terminais oceânicos (*e.g.*, monoboia) ou diretamente para terminais em terra.

A PETROBRAS desempenhou papel importante no desenvolvimento de *risers* flexíveis, ao experimentar seu uso em novas condições no mar e em águas cada vez mais profundas. Nos campos de Garoupa e Namorado, em 1979, dutos flexíveis Coflexip foram instalados no solo marinho para transportar os fluxos extraídos até os tubos rígidos junto à torre conectada ao navio de processamento. No mesmo ano, na completação submarina do Campo de Enchova Leste, onde foi instalada uma árvore de natal molhada, a 189 metros de lâmina d'água, surgiu a alternativa de utilização do duto flexível, isto é, a linha de fluxo, na seção vertical, em substituição aos tubos rígidos, para evitar possíveis rompimentos causados pelos movimentos da plataforma flutuante. Para isso, foi utilizada a linha flexível Coflexip como *riser*, do solo marinho até a plataforma, permitindo absorver os movimentos da plataforma e realizar a operação com diversos poços subjacentes (Machado Filho, 1983, p. 206). Para a utilização da linha de fluxo na função de *riser* foram realizados reforços nos pontos críticos das suas conexões com o dispositivo de engate/desengate rápido fixado no costado da plataforma (QCDC- seção 5.3, SPA de Enchova Leste), bem como na curvatura no fundo do mar, no ponto de passagem da seção horizontal para a seção vertical. O petróleo e o gás natural eram conduzidos até a Plataforma Penrod 72 por meio de *riser* com configuração em catenária simples (PETROBRAS, 2005, p. 20). O aumento das profundidades do mar, a partir de então, ampliou o uso de dutos flexíveis na condução dos hidrocarbonetos, acompanhado de reforços em sua estrutura.

A PETROBRAS participou do desenvolvimento dos *risers* flexíveis com a empresa fabricante, no princípio do desenvolvimento dos campos da Bacia de Campos, em grupo de trabalho conjunto para as especificações das espessuras, pressões internas e pressões externas (hidrostática) sobre as paredes do tubo. Para a checagem dos desenhos e dos processos de fabricação foram contratados os serviços de empresas de qualificação independentes, que resultaram na aprovação de três novos fabricantes para o fornecimento de *risers* de 2,5 a 6 polegadas para uso em águas de 300 a 1.000 metros. O processo de desenvolvimento permitiu à Companhia, em 1994, dispor de padrão próprio para dutos flexíveis, que incorporou fatores de segurança para falhas críticas, exigências de controle dos processos de fabricação e testes de qualificação de protótipos e materiais.

Ao se atingir campos localizados em águas ultraprofundas, acima de 1.500 metros, um novo patamar de tecnologia de *risers* foi necessário; a inovação incremental foi obtida por meio de oito acordos de cooperação tecnológica com os fornecedores, entre 1995 e 1998, que resultaram em dutos dinâmicos e estáticos apropriados para lâmina d'água entre 1.500 e 2.000 metros, também avaliados por empresas de qualificação. Os fatores avaliados compreenderam a identifi-

cação de novos métodos de verificação de falhas e fadigas de material (fatores críticos nos resultados esperados relacionados aos controles na fabricação). Os novos métodos para testes de protótipos foram consolidados na norma PETROBRAS *Flexible Standard and Specifications*, de 2003. A Companhia desenvolveu vários métodos de instalação de *risers* a grandes profundidades, como o sistema de instalação vertical na forma de “J”, junto com a empresa Coflexip, que recebeu o prêmio *Distinguished Achievement Award*, de 1995, da Offshore Technology Conference por esse desenvolvimento. Esses métodos foram aplicados por outras áreas produtoras de petróleo no Mar do Norte (PETROBRAS, 2005, p. 47-49; Furtado, 1996; 2002).

Uma inovação recente de engenheiros do CENPES em parceria com a Pontifícia Universidade Católica (PUC/Rio) permite monitorar os *risers* flexíveis em tempo real durante a extração de hidrocarbonetos. Os movimentos das ondas e das correntes marinhas causam desgastes na estrutura do *riser*, podendo provocar danos e interromper a extração de petróleo. Entre as cerca de oito camadas plásticas e metálicas que compõem os *risers* encontram-se as camadas denominadas armaduras de tração, compostas de arames de aço, que suportam a tração provocada pelos movimentos do mar, proporcionando sustentação ao *riser*. Com o eventual desgaste dos arames podem ocorrer rachaduras. A inovação consistiu na instalação de sensores de fibras óticas ao lado dos arames que formam a camada da armadura de tração mais externa, em seções dos *risers* perto dos conectores (a peça que liga os *risers* à plataforma), para possibilitar o monitoramento dos arames em tempo real. A técnica, denominada Monitoração Óptica Direto dos Arames, detecta deformações nos arames por meio de emissão de luz pelo sensor da fibra óptica, permitindo antecipar danos maiores que podem ocorrer ao longo do *riser*, para maior previsibilidade em possíveis pontos de ruptura. Em 2010, a inovação foi implantada em projeto piloto em várias plataformas da Bacia de Campos, preparando o caminho para a qualificação de técnicos da PETROBRAS que realizarão trabalhos permanentes de monitoramento nos *risers*, com o uso da nova técnica.¹⁵²

Cabos Umbilicais

Os umbilicais são tubos flexíveis que interligam a plataforma de produção com os equipamentos submarinos. Contêm em seu interior cabos elétricos, cabos ópticos e mangueiras hidráulicas, que executam de três a cerca de 60 funções, entre as quais transmitir sinais elétricos de monitoramento e sinais ópticos, realizar controles hidráulicos em árvores de natal e manifoldes, injetar produtos químicos nos

152. Sérgio Morikawa e Cláudio Camerini, CENPES, Revista Petrobras, nº 158.

poços, controlar temperaturas e pressões, entre outras funções.¹⁵³ Um cabo umbilical híbrido, utilizado para executar funções de controle, injeção e transmissão de potência é fabricado com camada externa de polietileno e camadas de arames de aço, tendo em seu interior cabo elétrico, mangueira hidráulica e mangueira de injeção. Os cabos umbilicais são projetados e fabricados para resistir aos esforços mecânicos decorrentes do manuseio, estocagem (particularmente em carretéis e os esforços associados ao dobramento), instalação submarina e os esforços radiais e colapsantes provocados pela coluna hidrostática da área em sua instalação.

Para o desenvolvimento de dutos umbilicais utilizados em águas ultraprofundas foram assinados pela PETROBRAS, de 1995 a 1998, seis acordos de cooperação tecnológica com seus fornecedores, que resultaram em dutos estáticos (os que repousam no leito marinho) e dinâmicos (interligam o segmento do leito marinho à UEP, ficando expostos às forças de natureza dinâmica), para águas entre 1.500 e 2.000 metros. Os produtos foram certificados por empresas internacionais de qualificação e adotados nas especificações da API, possibilitando a adoção de uma base comum de critérios, válidos para tecnologias propostas pelas indústrias no Brasil e pelo CENPES. O CENPES desenvolve ainda tecnologias e modelos para a previsão de tensões e deformações nos umbilicais, com o objetivo de avaliar a qualidade dos produtos propostos por fornecedores. Os atuais projetos de cooperação tecnológica para a fabricação de umbilicais eletro-hidráulicos de potência e sinal objetivam o seu emprego na produção de petróleo em águas de até 3.000 metros de profundidade (PETROBRAS, 2005, p. 49; MFX, 2010, Caetano Filho, 2011, 2012).

Riser de aço em catenária (Steel Catenary Riser - SCR)

Desde o começo da década de 1990 a PETROBRAS realiza estudos de engenharia para o aprimoramento do *riser* rígido de aço em catenária (SCR), para viabilizar seu emprego generalizado em plataformas semissubmersíveis na Bacia de Campos e superar possíveis limitações dos *risers* flexíveis em águas ultraprofundas, cujo peso se eleva muito com o aumento da profundidade. O *riser* SCR foi introduzido pela primeira vez pela Shell, em 1994, na *Tension Leg Platform* (TLP) do Campo de Auger, no Golfo do México (ver Seção 4.3). Os trabalhos no Brasil envolveram pesquisas do CENPES, dos Departamentos de Exploração e Produção da PETROBRAS e de Universidades na realização de análises técnicas, simulações numéricas e projetos cooperativos com empresas industriais.

153. PETROBRAS (2004). Para descrições sobre os principais tipos de cabos umbilicais e suas funções, ver Dicionário do Petróleo, Eloi Fernández y Fernández, Oswaldo A Pedrosa Júnior e Antônio Correia de Pinho [Org]. O tubo umbilical instalado no poço recordista em profundidade no Brasil, a 1.877 metros de lâmina d'água, no Campo de Roncador, é um conjunto constituído por cabos elétricos e mangueiras hidráulicas sustentadas por uma armação com estrutura metálica, envolvidos por cobertura de polietileno; são nove mangueiras de alta pressão, sendo sete com funções específicas e duas mantidas em reserva, e três dedicadas ao transporte de produtos químicos (Revista Pirelli Club On-line, ed. n° 11, 2000).

Esses esforços originaram um protótipo em escala real, instalado, em 1998, na Plataforma P-18, no Campo de Marlim, em águas de 910 metros. O SCR obtido tornou-se o primeiro do mundo conectado a uma unidade semi-submersível em águas profundas. A P-18, como foi visto na Seção 6.5, foi a primeira plataforma semissubmersível totalmente projetada pela PETROBRAS.

Em 1999, importantes desenvolvimentos tecnológicos em SCR foram empreendidos pela PETROBRAS ao decidir a instalação de uma plataforma semissubmersível no Campo de Roncador, em lâmina d'água de 1.360 metros, equipada com dutos de exportação de petróleo e gás de 10 polegadas. Como à época não se fabricavam *risers* com esse diâmetro, todos os esforços em conhecimentos na área foram direcionados para a concepção e o desenvolvimento de *risers* de aço para equipar a plataforma e de um método apropriado para a instalação. Foi concebida uma solução híbrida, usando-se o método *reel-lay* para as seções não críticas do SCR e o método *J-lay* para as seções críticas. As inovações resultaram na instalação, em 2000, de dois SCR para o escoamento da produção na plataforma P-36, sob 1.360 metros de lâmina d'água, com reduções consideráveis nos custos e no prazo de instalação (PETROBRAS, 2005, p. 50-52).

Boia de subsuperfície (BSR – Boia de Sustentação de *Riser*)

A BSR ou *Subsurface Buoy* (SSB) é um novo conceito que garante mais segurança na elevação de petróleo do poço até a plataforma. A BSR pode ficar submergida sob até 130 metros de profundidade, funcionando como elemento intermediário entre os *risers* de aço que captam os hidrocarbonetos da árvore de natal e as mangueiras flexíveis (*jumper*) que chegam até a plataforma. A partir da árvore de natal sobre o poço, o petróleo é transportado por linhas de produção, no leito marinho, que se interconectam com *risers* rígidos dispostos em catenária e sustentados pela boia e, dessa, passa para mangueiras flexíveis até a plataforma. Assim, a BSR permite separar os movimentos dos *risers* de produção dos movimentos da plataforma, proporcionando mais segurança ao sistema de elevação do petróleo. A boia é amarrada ao fundo do mar por correntes de aço (amarras) e cabos de aço em espiral (*tethers*), ancoradas por estacas Torpedo. A boia BSR original foi desenvolvida por meio de Projeto Industrial Conjunto (JIP) em 1996, no âmbito do programa *DeepStar* (ver Seção 6.4-o), tendo a PETROBRAS decidido modificar a conformação original do equipamento para formato em anel retangular.

O equipamento representa uma convergência de várias tecnologias já provadas, como os *risers* de aço em catenária (SCR), boias e dutos flexíveis. Suas vantagens, além da separação dos movimentos dos *risers* e da plataforma, são, entre outros: antecipação da produção, pois cerca de 90% do sistema são instalados antes da instalação da plataforma de produção; redução de pesos *pull-in* e *pull-out* (procedimentos de conectar e desconectar linhas de fluxo e *risers* da árvore de na-

tal e da plataforma); diminuição da fadiga dos *risers*, pois as mangueiras acima da boia absorvem os movimentos da plataforma. Desde 2000, a PETROBRAS vem testando a boia BSR em testes de tanque. Os estudos do CENPES mostraram que a boia pode comportar até 21 *risers* em águas ultraprofundas no Campo de Roncador. Testes foram desenvolvidos no LabOceano da UFRJ usando o método desenvolvido para a BSR de Roncador. Um protótipo da BSR foi instalado no campo de Congro, na Bacia de Campos, em 2010, com o objetivo de validar os estudos realizados com o modelo reduzido.

Técnicas de perfuração de poços horizontais

O primeiro poço horizontal no Brasil foi perfurado na Bacia de Campos, em 1990, em rochas localizadas sob 222 metros de lâmina d'água, no Campo de Bonito, estendendo-se por 464 metros na seção horizontal; o segundo poço horizontal foi perfurado em rochas areníticas no Campo de Albacora, em 1992, sob 290 metros de água. O primeiro poço horizontal em águas profundas foi perfurado em 1994, no Campo de Marlim, sob 903 metros de água; sua seção horizontal, em arenito não consolidado, foi completada com 230 metros de *long stand-alone screens*, uma tecnologia aprimorada de controle de areia que foi aplicada em poços horizontais de campos com várias profundidades.¹⁵⁴ Em Jubarte, as seções horizontais revestidas, em reservatório não consolidado (*rochas friáveis*, com baixo grau de cimentação entre os grãos de areia, porém com maiores espaços nos poros que contêm petróleo), atingiram até 1.076 metros de extensão, sob 1.300 metros de lâmina d'água. Outra inovação introduzida consistiu no conceito de poço Slender, muito usado nos campos Marlim, Marlim Sul, Albacora Leste, Barracuda e Roncador (PETROBRAS, 2005, p. 30).

O aprimoramento da técnica de perfuração horizontal foi necessário para a extração de hidrocarbonetos no Campo de Roncador, que tem sentido mais horizontal; o campo é formado principalmente por rochas areníticas, que apresentam baixa sustentação, com diminuição da estabilidade do poço perfurado. Para absorver o conhecimento na técnica de perfuração horizontal, a PETROBRAS enviou, no princípio da década de 1990, pesquisadores à Universidade Imperial da Rússia, que já colaborara com a Statoil da Noruega no desenvolvimento da técnica de perfuração horizontal em um campo gigante no Mar do Norte. A universidade era detentora de conhecimentos atualizados para detectar a resistência das rochas em perfurações verticais e horizontais, e permitir perfurações horizontais com segurança para a sustentabilidade do poço. A estatal brasileira desenvolveu, ainda, cooperação técnica com a Statoil, além de parceria com a empresa de engenharia Norsky.

154. A tecnologia refere-se à completação de poço horizontal com controle de areia por meio da colocação de tela, sem empacotamento com cascalhos (Fernández *et al.*, 2009).

A disseminação no CENPES dos conhecimentos adquiridos no exterior foi realizada por técnicos da PETROBRAS que participaram das parcerias acima, que redundaram em “pesquisas cruzadas com repasses contínuos de informação” (Ortiz, 2006, p. 113-116). A partir das parcerias, a PETROBRAS “adquiriu os conhecimentos a respeito da técnica de perfuração horizontal, verificado tanto pelo êxito alcançado na perfuração e produção no Campo de Roncador quanto pelas inovações desenvolvidas localmente”, que podem ser sintetizadas como: utilização da própria lama do local perfurado para não sobreaquecer o equipamento, permitindo dispensar o uso de materiais que teriam que ser enviados da superfície; desenvolvimento e instalação de sensores na broca, que possibilitam seu funcionamento em até 6.000 metros no solo, à temperatura de até 200° C e indicam quando a broca se depara com água ou petróleo.

Tecnologia em poços *Slender*

O poço do tipo *Slender* (poço delgado) representa um projeto integrado para a perfuração, completação e intervenção em poços em águas profundas e ultraprofundas, envolvendo inovações na configuração do poço, na cabeça do poço, no *riser* do *slender*, na sustentação do tubo de produção (*tubing*) e no *riser* de perfuração. O objetivo principal procurado é a redução do diâmetro do *riser* de perfuração, para reduzir a carga sobre o convés da plataforma, especialmente em águas mais profundas, e diminuir os custos de perfuração. Para se entender a configuração de poço *Slender*, deve ser observado que um poço convencional na Bacia de Campos compreende tubos de aço de quatro diâmetros distintos, ou seja, quatro fases de revestimento compostas por: tubos de 36 ou 30 polegadas x 20 x 13 3/8 x 9 5/8 polegadas, e ainda *liner* de 7” em algumas situações.¹⁵⁵ Com o conhecimento acumulado sobre os campos da Bacia de Campos, especialmente sobre o perfil da pressão dos poros dos reservatórios¹⁵⁶, a PETROBRAS pôde chegar ao conceito de poço *Slender*, que consiste na supressão de tubo de revestimento de 20 polegadas para passar diretamente ao tubo de 13 3/8 polegadas. Com essa tecnologia reduz-se a carga sobre o convés da plataforma de perfuração, permitindo a redução dos volumes do fluido de perfuração, uso de *risers* mais leves e sondas de perfuração mais leves, em águas profundas e ultraprofundas. Da mesma forma, um poço com diâmetro menor apresenta melhor estabilidade em suas paredes. Como é usada em poços verticais, direcionais e horizontais, viabilizou a redução em mais de 15% dos custos de perfuração. O primeiro poço *Slender* foi perfura-

155. O *liner* é a parte da tubulação de revestimento instalado em frente à zona produtora de petróleo do reservatório, que proporciona um canal para a entrada de petróleo no poço; o *liner* pode ser descido previamente rasgado (*slotted liner*), ou então é cimentado no local e posteriormente canhoneado (perfurado) nas zonas de interesse de produção (Thomas, 2004; Fernández *et al.*, 2009).

156. As pressões muito elevadas no poço, quando a pressão dos poros de formação da rocha é maior que a pressão hidrostática esperada, podem causar influxos descontrolados durante a perfuração do poço.

do em 1998, em lâmina d'água 692 metros, e o mais profundo poço perfurado na Bacia de Campos com essa tecnologia alcançou 2.851 metros, no Campo de Marlim (Assayag *et al.* 2000; PETROBRAS, 2005, p. 30; Fernández *et al.*, 2009).

Tecnologias de realidade virtual

A seguir são comentados alguns dos projetos desenvolvidos pelo PROCAP 3.000 que utilizam tecnologias de realidade virtual.

Tanque de Provas Numérico e LabOceano

A PETROBRAS possui diversos centros de realidade virtual. A tecnologia simula equipamentos e ambientes comuns à exploração de campos *offshore*, por meio de programa processado em computadores conectados em rede; são projetadas imagens tri-dimensionais de pseudo plataformas e seus equipamentos, ancorados em profundidade de água acima de 2.000 metros no mar. A sala de projeções do Departamento de Engenharia Naval da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo é chamada de Tanque de Provas Numérico (TPN), e constituiu o primeiro modelo adotado na indústria do petróleo mundial (Coelho, 2003; O Desafio, 2005, cit. por Ortiz, 2006, p. 142). O TPN permite simular e alterar virtualmente a estabilidade das estruturas navais, como formas, peso, dimensão, potência, dispositivos de segurança, etc. Sua tecnologia permite avaliar uma hipótese de trabalho sob diferentes condições ou sob grau de adversidade climática selecionada. Cerca de 90% das pesquisas realizadas são demandadas pela PETROBRAS, muitas delas já destinadas ao Pré-sal (Salerno e Freitas, 2010).

Em 2010, o TPN funcionava em um espaço de 300 metros quadrados com um *cluster* de 2 *teraflops*.¹⁵⁷ A participação da Escola Politécnica na Rede Galileu da PETROBRAS (ver Seção 7.3) transferirá o TPN para um prédio de 1.800 metros quadrados, equipado com um *cluster* de computadores de 55 *teraflops*, capaz de realizar até 55 trilhões de operações por segundo. Os novos laboratórios permitirão a realização de simulações nunca realizadas antes, especialmente as referentes a como manter a estabilidade das plataformas de produção de petróleo em locais do oceano que apresentam condições climáticas e marítimas bem mais adversas do que aquelas em que a PETROBRAS desenvolveu campos de petróleo até o momento. As simulações serão feitas em dois tanques de provas: um numérico, ou virtual, e outro físico, conhecido como calibrador hidrodinâmico - um tanque com 900.000 litros de água equipado com um sistema de pás que produz e absorve ondas de maneira

157. FLOPS, ou Flops, é acrônimo de *Floating Point Operations Per Second*, ou operações de ponto flutuante por segundo. É usado para determinar o desempenho de um computador, especificamente no campo de cálculos científicos, que fazem grande uso de cálculos com ponto flutuante, similar a instruções por segundo. O "S" no final do termo não denota plural, mas significa exatamente o que o acrônimo apresenta, isto é, "por segundo". As unidades maiores que FLOPS (seus múltiplos mais utilizados) são: megaflops (MFLOPS), gigaflops (GFLOPS), teraflops (TFLOPS), petaflops (PFLOPS) e exaflops (EFLOPS) (<http://pt.wikipedia.org/wiki/FLOPSWikipedia>).

controlada. Quanto às simulações virtuais, um sofisticado sistema de projeção em três dimensões permite que os cientistas interajam com as imagens em tempo real. Todas as tecnologias do TPN foram desenvolvidas no Brasil.¹⁵⁸

Os investimentos da PETROBRAS na modernização e expansão do TPN possibilitaram conhecimentos novos na obtenção de coeficientes hidrodinâmicos, em testes de modelos conceituais de unidades flutuantes, e outros demandados em águas profundas, em função dos níveis de exatidão dos resultados de suas pesquisas. O novo tanque facilitará a formação de recursos humanos em hidrodinâmica experimental e o desenvolvimento de equipamentos específicos de medida.¹⁵⁹

O maior Tanque de Provas Físicos (TPF) do mundo está localizado no Laboratório de Tecnologia Oceânica (LabOceano) da COPPE/UFRJ; mede 40 metros de comprimento, 30 metros de largura e 25 metros de profundidade. No TPF, os modelos de estruturas flutuantes, em escala reduzida, são testados sob a ação de fatores ambientais, permitindo a simulação realista das principais características do meio ambiente oceânico, atendendo às exigências de alto padrão da produção *offshore*. É equipado com sistemas geradores de ondas multidirecionais e, em breve, será equipado com geradores de correntes e ventos, permitindo avaliar como plataformas flutuantes com amarras se comportam frente às ondas, vento e correntes profundas (Salerno e Freitas, 2010).

Sísmica 4-D

A sísmica 4-D permite o acompanhamento do fluxo do petróleo no reservatório através do tempo, por meio da repetição de levantamentos 3-D em intervalos de tempo de alguns meses, mantendo-se as mesmas condições de aquisição e de processamento dos dados (a sísmica 3-D tem como funções apontar os locais das bacias sedimentares com maiores possibilidades de se encontrar petróleo, e avaliar a geometria e o tamanho físico de um reservatório de petróleo - comprimento, altura e largura). A sísmica 4-D é utilizada para monitorar a produção da reserva em tempo real e permanente, por meio da realização de radiografias das rochas em intervalos de tempo, indicar onde se encontra o óleo e gás na rocha-reservatório e apontar os locais mais favoráveis para novas perfurações de poços. Ao indicar os locais do reservatório em que se encontra o óleo ainda não extraído, novos poços podem ser perfurados para aumentar o fator de recuperação do reservatório (ver nota de rodapé nº 134). Os dados sobre as condições de produção são recolhidos

158. Kazuo Nishimoto, coordenador do Tanque de Provas Numérico (TPN), O Estado de S. Paulo, 3 de maio de 2009.

159. Cf. entrevista de Alexandre Nicolaos Simos, Departamento de Engenharia Naval e Oceânica (USP), ao "Projeto Impactos tecnológicos das parcerias da PETROBRAS com universidades e centros de pesquisa nas firmas brasileiras: Sub-tema A influência da PETROBRAS no desenvolvimento tecnológico: O caso dos institutos de ciência e tecnologia" (Salerno e Freitas, 2010). Nesse estudo encontram-se análises detalhadas do Tanque de Provas Numérico e do Laboratório de Tecnologia Oceânica.

a partir de sensores sísmicos (hidrofonos) instalados no solo marinho, e transmitidos para os centros de processamento sísmico da PETROBRAS, onde são processados e analisados sob a forma de imagens das estruturas das rochas. A tecnologia sísmica 4-D é utilizada na plataforma P-57, no Campo de Jubarte; a plataforma P-57 tem uma sala de sísmica 4-D equipada com computadores conectados a fibras ópticas, que se conectam por cabos ópticos aos hidrofonos no fundo do mar, que enviarão informações em tempo real sobre as condições de extração do petróleo (Revista Petrobras, dez. 2010; Thomas, 2004; Keilen, 2005).

Novos conceitos de plataformas flutuantes

Plataforma MONO-BR

Um dos principais projetos do PROCAP 3.000 era a criação de novo modelo de plataforma semissubmersível, a MONO-BR, uma superplataforma com capacidade de produção de 200.000 barris/dia. O projeto foi conduzido pelo Centro de Excelência Naval e Oceânico do CENPES, que possui extenso conhecimento em estruturas flutuantes (semissubmersíveis e FPSOs), como resultado de projetos anteriores. A MONO-BR constitui o primeiro protótipo de uma família de cascos monocolunas para plataformas de produção.

Um dos desafios da PETROBRAS para produzir petróleo em águas ultraprofundas de até 3.000 metros consiste em manter a estabilidade da plataforma em mar agitado, para evitar o rompimento das tubulações. O projeto MONO-BR previu furos nos cascos, para permitir a entrada da água em determinados compartimentos; dispõe de uma grande piscina no meio da coluna de sustentação, em permanente troca de água com o mar, seguindo a variação das ondas, e uma estrutura de metal, conhecida por “praia”, em volta da coluna de sustentação, para reduzir o choque das ondas no casco. Ao contrário das semissubmersíveis tradicionais, onde quatro ou seis colunas ligam o convés aos flutuadores submarinos, a Mono BR tem apenas uma coluna, cilíndrica. Os principais parceiros no projeto são: Instituto de Pesquisas Tecnológicas (IPT), COPPE/UFRJ, USP e as empresas fornecedoras Aker Kvaerner, Chemtech e Kromav. Cerca de 200 especialistas da PETROBRAS, do CENPES, da USP e da UFRJ, entre outros, se envolveram neste e em um segundo projeto de plataforma.¹⁶⁰

Plataforma FPSO-BR

A Plataforma FPSO-BR foi projetada para águas acima de 3.000 metros de profundidade, com capacidade de receber, estocar e descarregar o petróleo produzido. O barco tem casco duplo para proteção contra vazamentos em caso de colisão. A estabilidade é aumentada por *righting arm curves* (braços do momento

160. "PETROBRAS cria plataforma submarina", Nicola Pamplona, O Estado de S. Paulo, 8/8/2003.

restaurador) muitas vezes maior que o tamanho recomendado pelas normas, que restauram o equilíbrio da plataforma.

As unidades MONO BR e FPSO BR estavam previstas para disputar com os modelos de plataformas tradicionais, tais como as semissubmersíveis e navios-plataformas FPSOs, os próximos projetos de produção de petróleo. As unidades foram desenvolvidas em módulos, permitindo que estaleiros nacionais concorram à sua construção.

Após descrições e análises dos principais desenvolvimentos realizados em equipamentos e sistemas de produção de petróleo pela PETROBRAS, a Tabela 5 apresenta uma síntese das realizações em diversos campos de petróleo, de 1979 a 2005.

Tabela 5
Seleção de realizações tecnológicas da PETROBRAS no desenvolvimento de campos de petróleo na Bacia de Campos (1979-2005)

Equipamento/Sistema desenvolvido	Campo de petróleo	Ano	Seção no livro
Instalação de árvore de natal submarina à profundidade de 189 metros de lâmina d'água; utilização de linha de fluxo flexível como <i>riser</i> de elevação; uso de quadro de boias para amarração de petroleiros.	Enchova Leste	1979	5.3
Instalação de árvore de natal submarina sem o apoio de mergulhadores, em 307 metros de lâmina d'água.	Piraúna/Marimbá	1984	6.5
Instalação de árvore de natal submarina sem o apoio de mergulhadores, em 383 metros de lâmina d'água.	Piraúna/Marimbá	1985	6.5
Instalação de árvore de natal submarina, em 411 metros de lâmina d'água, com o sistema <i>lay-away guideline</i> – DLL.	Piraúna/Marimbá	1987	6.5
Ancoragem de monoboia de armazenagem (SBS – <i>Single Buoy Storage</i>) em 230 metros de lâmina d'água.	Albacora	1987	6.6
Instalação de árvore de natal submarina sem cabo-guia, em 721 metros de lâmina d'água (<i>lay-away guidelineless</i> – GLL).	Marlim	1991	6.5; 6.6
Primeira instalação no mundo de bomba elétrica submersível (BCS/ESP) em um poço submarino, à profundidade de 86 metros de lâmina d'água.	Carapeba	1994	6.5
Instalação de manifolde a 620 metros de lâmina d'água.	Albacora	1995	6.5; 6.6
Primeira conexão vertical direta da linha de fluxo (<i>Direct Vertical Flowline Connection</i>).	Albacora	1996	6.5
Instalação do primeiro sistema de amarração completamente em cabo de poliéster, na plataforma FPSO II, à profundidade de 1.420 metros de lâmina d'água.	Marlim Sul	1997	6.5
Desenvolvimento da tecnologia de poço Slender, utilizada pela primeira vez em um poço à profundidade de 692 metros de lâmina d'água.	Marlim	1998	6.5
Primeiro <i>riser</i> de aço em catenária (<i>Steel Catenary Riser</i> - SCR) instalado no mundo em uma plataforma semissubmersível, à profundidade de 910 metros de lâmina d'água.	Marlim	1998	6.5

continua

continuação

Equipamento/Sistema desenvolvido	Campo de petróleo	Ano	Seção no livro
Primeira instalação de bomba elétrica submersível (BCS/ESP) em águas profundas, com árvore de natal horizontal, a 1.109 metros de lâmina d'água.	Albacora Leste	1998	6.5
Desenvolvimento e instalação do equipamento VASPS – Sistema de bombeamento e separação anular vertical (<i>Vertical Annular Separation and Pumping System</i>).	Piraúna/Marimbá	2001	6.5
Primeira instalação de estaca Torpedo, na unidade de perfuração MODU P-17, a 399 metros de lâmina d'água.	-	2001	6.5
Desenvolvimento de bomba elétrica submersível (BCS/ESP) de 900 HP para petróleo pesado.	Jubarte	2003	6.6
Instalação de estaca Torpedo aperfeiçoada, com 15 metros de extensão e 98 ton., na Plataforma P-50, a 1.240 metros de lâmina d'água.	Albacora Leste	2005	6.5

Fonte: PETROBRAS (2005), elaboração do autor.

6.6. Aplicação das tecnologias desenvolvidas no PROCAP: campos de Albacora, Marlim, Marlim Sul, Roncador e Jubarte

Campo de Albacora

A descoberta do campo gigante de Albacora, em 1984, iniciou uma série de descobertas importantes na Bacia de Campos. O primeiro poço de Albacora, 1-RJS-297, foi perfurado em lâmina d'água de 293 metros, isto é, ainda em águas rasas. O desenvolvimento do campo foi realizado em quatro fases. A Fase I foi constituída por um sistema piloto, que começou a produzir em outubro de 1987 para o FPSO PP Moraes, que ficou estacionado no campo entre 1987 e 1993. Implantada por meio de Sistema de Produção Antecipada, permitiu a coleta de dados da produção e do reservatório para o planejamento das próximas etapas do campo e a realização de testes de diversos conceitos novos de produção de petróleo no mar. O sistema era composto por seis poços, conectados a um manifold submarino assistido por mergulhador. O FPSO era preso a uma monoboia SBS - *Single Buoy Storage* - amarrada em 230 metros de lâmina d'água, por sistema de armação rígida *Yoke* (estrutura que prende um navio à monoboia, em sistema articulado que permite movimentos do navio). Após o processamento, a produção era descarregada pela monoboia SBS para navio-tanque amarrado a uma segunda monoboia. Os poços submarinos foram perfurados em lâmina d'água de 252 a 335 metros. A monoboia SBS estabeleceu um recorde mundial em profundidade.¹⁶¹

A segunda fase (Fase IA) foi iniciada em 1990, com a conexão de mais oito poços e de um segundo manifolde ao sistema piloto, totalizando quatorze poços, com o poço mais produtivo localizado sob 450 metros de lâmina d'água. A Fase IA foi concluída em 1993.

161. Para detalhes e formas de funcionamento dos sistemas CALM, SBS e Yoke, ver Remery e Quintela (1983).

A terceira fase (Fase IB) foi desenvolvida de 1993 a 2002. O navio FPSO PP Moraes (atual plataforma P-34) foi substituído pela plataforma semissubmersível P-24, com planta de processamento de maior capacidade, ancorada em lâmina d'água de 265 metros. Foi instalada outra monoboia para evitar interrupções na produção durante a troca de petroleiros. Três novos poços foram acrescentados ao sistema, sendo um deles horizontal.

A quarta fase (Fase II) foi iniciada em 1996, com a instalação de 46 poços e sete manifoldes sem auxílio de mergulhadores, sendo seis para a produção de petróleo e um para a injeção de água. Foram ancoradas duas plataformas de produção, P-25, semissubmersível, em 575 metros de lâmina d'água, e o FPSO P-31, em 330 metros de lâmina d'água. Em 1999, com a desativação da plataforma submersível P-24, os poços nela conectados foram transferidos para os manifoldes de produção da plataforma P-31.

Dois manifoldes de produção, instalados em 620 metros de lâmina d'água por um sistema de conexão por linha de fluxo vertical constituíram a mais profunda instalação de manifoldes à época; foi adotado um sistema de controle multiplexado, que transmite os impulsos para as válvulas do manifolde por meio de um único cabo, controlando várias válvulas ao mesmo tempo.

A plataforma P-25 possui planta de processo com capacidade de 100.000 barris de petróleo/dia e 3,25 milhões de m³ de gás/dia. O FPSO P-31 tem planta de processo com capacidade de 100.000 barris/dia, e está ancorado por um sistema de torre de condutores submarinos em 330 metros de lâmina d'água.

O maior volume de produção do Campo de Albacora ocorreu em dezembro de 1988, com a produção média de 199.88 barris/dia de petróleo. A partir de 2002 foram realizados novos desenvolvimentos no sistema produtivo de Albacora, com a entrada em produção do poço 9-AB-65-RJS, em maio de 2002, que produz para a P-25, e do poço 9-AB-66-RJS, em setembro de 2003, em produção para a plataforma P-31.¹⁶²

Em 2011 entraram em operação em Albacora três sistemas de bombeamento de água com pouco tratamento, desenvolvidos com tecnologia de fronteira para aumentar a pressão no reservatório e o fator de recuperação, sem acréscimo de equipamentos na plataforma (PETROBRAS *at a Glance*, 2011).

Marlim: dois recordes mundiais na produção de petróleo

O Campo de Marlim, situado a cerca de 110 km do litoral do Rio de Janeiro, em lâmina d'água entre 650 a 1.050 metros, foi descoberto, em 1985, pelo poço

162. Saliés (2004b); www.clickmacae.com.br/?sec=361&pag=pagina&cod=292.

pioneiro 1-RJS-219A. O campo começou a produzir petróleo em sistema pré-piloto, em 1991, com a plataforma semissubmersível P-13. O primeiro poço em produção, MRL-3, localizado a 721 metros de lâmina d'água, registrou, em 1991, recorde mundial em completação submarina. Novo recorde foi obtido, em 1994, com o poço Marlim 4, a 1.027 metros de lâmina de água. Os testemunhos de engenheiros da PETROBRAS que planejaram e implantaram os sistemas de produção de petróleo em Marlim, na década de 1990, relatados a seguir, mostram como foi o processo de desenvolvimento do maior campo de petróleo do Brasil até as descobertas no Pré-sal, e como aquelas profundidades foram vencidas pelos sistemas de produção de petróleo implantados.

Os primeiros estudos de viabilidade para o desenvolvimento do Campo de Marlim começaram em 1988, quando já se dispunha de informações preliminares sobre suas dimensões; naquela época, a PETROBRAS produzia petróleo à profundidade máxima de 492 metros de lâmina d'água, no Campo de Marimbá. A decisão de extrair petróleo em águas muito mais profundas iria implicar o enfrentamento de riscos tecnológicos e econômicos, uma vez que não havia no mundo experiências parecidas, significando que respostas sobre o funcionamento dos equipamentos no ambiente marinho, em profundidades acima de 500 metros, somente seriam conhecidas após a realização de testes de produção.¹⁶³

O planejamento para o desenvolvimento coordenado do campo começou em 1989, com a criação de grupos de trabalho para estudar as tecnologias apropriadas para a produção, nas condições ambientais do novo campo, e de estabelecer as formas de seu aprendizado. Algumas indagações técnicas naquele princípio de abordagem ao novo campo eram: o petróleo extraído fluiria nos tubos com a pressão natural dos reservatórios? Qual a sua viscosidade? Como agir em relação à baixa temperatura da água no solo marinho, que poderia entupir, com hidratos e parafinas, a passagem dos hidrocarbonetos nos tubos? Como se comportaria a plataforma de produção sob maiores profundidades de lâmina d'água? Para a obtenção de respostas, dados teriam que ser coletados e ordenados para chegar às mãos dos pesquisadores no PROCAP/CENPES, que iriam utilizá-los para encontrar soluções técnicas para as questões levantadas. Decidiu-se iniciar a produção pela implantação de um projeto piloto, por meio de um Sistema de Produção Antecipada, que permitiria obter informações para validar uma série de conjecturas e decisões que estavam sendo assumidas sobre as condições de produção do campo. Para isso foi encomendada a conversão de uma plataforma semissubmersível (P-20) a um estaleiro no estado da Bahia, no valor de 270 milhões de dólares, com capacidade de processar 100.000 barris por dia, a serem extraídos de

163. Francisco Eduardo Massá, gerente de desenvolvimento do Campo de Marlim, Museu da Pessoa, Memória do Conhecimento (2005).

dez poços, situados em até 1.000 metros de lâmina d'água.¹⁶⁴ Decidiu-se, ainda, em 1990, construir a primeira plataforma inteiramente projetada pelo CENPES, a semissubmersível PETROBRAS XVIII (P-18), contratada com um estaleiro em Cingapura, ao custo total de US\$ 272 milhões.

Para o desenvolvimento do campo estavam sendo construídos, em 1990, os elementos principais do sistema produtivo: árvore de natal, *risers* flexíveis, monoboia e a plataforma P-20. Entretanto, como houve atraso nas adaptações da plataforma no estaleiro, para apressar a produção de petróleo foi decidida a implantação de um sistema de produção pré-piloto mais simples, por meio da adaptação de outra plataforma de perfuração, disponível na PETROBRAS, que seria equipada com planta de dimensões mais reduzidas para processar os hidrocarbonetos extraídos de dois poços. A unidade escolhida foi a plataforma semissubmersível de perfuração P-13.¹⁶⁵

Após as adaptações na plataforma P-13, a produção em Marlim foi iniciada, em março de 1991, com o sistema de produção com capacidade de processamento de 12.000 barris/dia de petróleo, extraídos do poço MRL-3. O projeto representou novo recorde mundial em profundidade, em 721 metros de lâmina d'água; foram obtidos mais cinco outros recordes mundiais na produção de petróleo *offshore*, incluindo as instalações de navio-tanque com a utilização de monoboia com ancoragem mais profunda à época, a 409 metros de lâmina d'água, e o desenvolvimento do sistema de ancoragem da plataforma P-13.

O projeto do sistema pré-piloto de Marlim, pela profundidade alcançada em lâmina d'água no mar e pelas inovações desenvolvidas deu à PETROBRAS o

164. Depoimento ao autor do engenheiro João Carlos de Luca, diretor de Exploração e Produção da PETROBRAS, de 1990 e 1995: "Em 1984, a PETROBRAS estava à frente na curva de avanço em profundidades, com domínio inequívoco da tecnologia de projeto de até 400 metros de lâmina d'água; porém, com a descoberta dos campos de Albacora e Marlim, acima de 500 metros, tornou-se necessário dispor de tecnologia própria para vencer as águas profundas, face à inexistência de equipamentos para se produzir petróleo àquelas profundidades. A maior parte da P&D requerida, cerca de 70%, iria se constituir de extensão tecnológica, e 30% de inovações, isto é, soluções tecnológicas novas, para que a plataforma tivesse condições de suportar o aumento enorme do peso - quando se passou dos 400 metros de profundidade para 1.000 metros, que exigia a diminuição do peso dos equipamentos de processo no convés.

165. Depoimento de Francisco Eduardo Massá, gerente de desenvolvimento do Campo de Marlim: "O João Carlos de Luca tinha vindo de Macaé... Fui a sua sala e mostrei a ideia para ele, que achou incrível. Ele pediu para fazermos um estudo simplificado de viabilidade técnicoeconômica. Assim, fizemos rapidamente e, coincidentemente, nesse período de um ou dois meses, ele virou diretor de Exploração e Produção (DEPRO). Daí a ideia tomou mais força, porque ele via que tínhamos concebido algo que permitiria botar Marlim em produção mais rápido do que o projeto original colocaria. Tudo foi aprovado pela Diretoria em meados de 1990... Fomos para Macaé, conversamos com as pessoas, reunimos um grupo de técnicos, apresentamos o desafio e dissemos: 'Queremos botar esse sistema em produção no ano que vem, em 1991. Já estaremos com a árvore de natal molhada. Vamos estar com linha, dá tempo de adaptar o barco'. Vimos que o ponto que "pegava" mais era o equipamento de processo. O pessoal se mobilizou, buscou na Companhia onde tinham os equipamentos que poderiam ser reciclados, colocados no módulo da P-13 para dar a ela condições de produzir dois poços em Marlim. Então, entraram equipamentos de algumas refinarias. Estes equipamentos foram inspecionados e, os que estavam em condições, foram para manufatura. Assim, fomos montando uma planta de processo em cima da P-13, compramos alguns componentes, painéis. Em nove meses, produzimos o SistemaPiloto. Em junho ele foi aprovado e, em março de 1991, botamos para produzir o poço Marlim 3. E entrou em operação o Campo de Marlim" (PETROBRAS, Memória do Conhecimento, 2005).

título máximo da indústria *offshore*, o prêmio da Offshore Technology Conference (OTC), de 1992.¹⁶⁶ O prêmio reconheceu os esforços no desenvolvimento de sistemas de produção de petróleo em águas profundas, como a instalação de árvores de natal em águas acima de 700 metros; uso do método *guidelineless lay-away* com dutos flexíveis; a instalação mais profunda de monoboia CALM, em águas de 405 metros; a instalação de plataformas de produção FPSO e semissubmersíveis em águas acima de 600 metros, e o estabelecimento de programas de desenvolvimento com a participação das comunidades técnicas e científica, direcionados a melhorar os sistemas de produção de petróleo em águas profundas (www.otcnet.org). No mesmo ano entrou em operação o segundo poço, Marlim 6, sob 752 metros de lâmina d'água.

Para Saliés (2004b) foi a capacidade de colocar em produção o Campo de Marlim, em 1991, que deu visibilidade internacional à PETROBRAS, com a realização de obras de engenharia do petróleo que permitiram dominar a produção em águas profundas. De Luca (2011) complementa com a observação de que “durante a década de 1980, a empresa levava os dados das suas realizações à Conferência Internacional em Houston (OTC) mas o mundo ainda não reconhecia o Brasil como novo laboratório de desenvolvimento de pesquisas e tecnologias; passo a passo foi-se ganhando experiências junto com as empresas e centros de pesquisas parceiros”.

Em julho de 1992 entrou em produção o sistema piloto, com a plataforma P-20, que recebeu os dois poços que produziam para a P-13 e elevou a capacidade para 52.000 barris/dia; a P-13 foi desativada nesse campo e transferida para o Campo de Bujupira/Salema. Os dados recolhidos nos projetos pré-piloto e piloto forneceram informações para o planejamento da fase definitiva de produção, como a localização das plataformas de produção, o número de poços de produção a serem desenvolvidos, os poços de injeção de água, o sistema de *gas lift*, entre diversos outros. Outro recorde foi alcançado, em 2002, ao se atingir 781 metros de lâmina d'água, no poço MRL-9, conectado à P-20.

166. Depoimento do engenheiro João Carlos de Luca ao autor, a respeito do desenvolvimento do primeiro poço em Marlim: “Minha decisão mais importante foi em 1990, na Diretoria; a base maior foi a interação com o pessoal técnico, trabalhar com eles durante noites e conhecer sua capacidade; cheguei na Diretoria com essa experiência [Superintendente da Região de Produção do Sudeste, em Macaé, RJ, 1986-89] e com o PROCAP 1.000 já em fase final de implementação. Nessa época não havia a quem perguntar sobre experiências semelhantes, não havia a quem recorrer caso ocorresse um acidente; vimos que este era o custo do pioneirismo: ou nós ousamos e levamos o programa de produzir em águas acima de 500 metros ou vamos esperar que o preço do petróleo suba acima dos baixos preços em que se encontravam então [US\$ 20 o barril, em 1990], ou que o mundo avançasse e alcançasse o desenvolvimento tecnológico necessário ao empreendimento. O grande competidor nessa época era a Shell, com outras tecnologias, que a PETROBRAS olhava par e passo, e eles olhavam a PETROBRAS para as novas tecnologias, mas nessa época a PETROBRAS já estava na liderança e com conhecimento da tecnologia. Ou usávamos nossa experiência, e então se decidia em busca do óleo de Marlim e Albacora, localizado em águas acima de 500 metros, ou vamos ficar aguardando uma oportunidade de uma empresa que desenvolvesse e fornecesse as tecnologias necessárias. A direção da PETROBRAS decidiu aceitar a realização dos investimentos para colocar em produção um poço com as tecnologias desenvolvidas para 1.000 metros pelo PROCAP, e a principal realização foi o poço Marlim 3, a 721 metros de lâmina d'água.”

Em razão do vulto do empreendimento de Marlim, o desenvolvimento definitivo do campo foi realizado em cinco módulos, ao longo de vários anos, com implantação sequencial, utilizando-se nove plataformas de produção, compostas por quatro semissubmersíveis, quatro FPSO e um FSO (*Floating, Storage and Offloading*), convertidos a partir de navios petroleiros. Como parte do primeiro módulo foi instalada, em 1994, a plataforma P-18, com capacidade de produção de 100.000 barris/dia, conectada a dezesseis poços de produção, doze poços para injeção de água e um manifolde. Em 1998 entrou em operação nesse módulo o FPSO P-32, com capacidade de produção de 130.000 barris/dia (PETROBRAS, 2005).

O 2º módulo foi desenvolvido com três plataformas: P-19, para receber a produção de doze poços, no total de 100.000 barris/dia, e sete poços para a injeção de água; P-20, conectada a oito poços de produção, no total de 50.000 barris/dia, e P-33, com cinco poços de produção, no total de 50.000 barris/dia, e três para a injeção de água. A injeção de água nos poços da P-20 foi fornecida pelas outras duas plataformas.

O 3º módulo foi implantado em 1997 com a semissubmersível convertida P-26, com capacidade máxima de processamento de 100.000 barris/dia. Após processado na P-26, o petróleo é escoado para a plataforma P-33, que o descarrega em navios-tanque para transporte ao continente.

O 4º módulo, com início de produção em 1999, foi composto pela plataforma FPSO P-35, com a produção de 100.000 barris/dia de petróleo; a P-35 incorporou uma torre de condutores submarinos (*turret*), a maior do mundo do seu tipo à época, que sustenta 47 *risers* de elevação dos hidrocarbonetos produzidos.

O 5º módulo utiliza o FPSO P-37, com capacidade de processamento de 150.000 barris/dia de petróleo provenientes de poços conectados a quatro manifoldes. O FPSO P-37 começou a processar petróleo em 2000. Em 2002, Marlim alcançou o pico da produção, com 586.315 barris/dia. A 9ª plataforma flutuante, FSO P-47, foi instalada em 2005 com o objetivo de melhorar o tratamento do petróleo. O petróleo de Marlim é tratado nas respectivas plataformas e transferido para navios-tanque que fazem o transporte para o continente, enquanto todo o gás produzido associado ao óleo é comprimido nas plataformas FPSOs e escoado para o continente através da infraestrutura de gasodutos da Bacia de Campos.¹⁶⁷

167. Informações sobre o desenvolvimento de vários campos de petróleo na Bacia de Campos são encontradas em: <http://www.clickmacae.com.br/?sec=361&pag=pagina&cod=401> e PETROBRAS (2005).

Novo recorde em profundidades: o poço Marlim 4

Em 30 de abril de 1994 entrou em produção o poço MRL-4, no Campo de Marlim Sul, interligado à plataforma P-20, instalada no campo próximo de Marlim. Conhecido como Marlim 4, o poço é um dos mais emblemáticos entre os poços produtores existentes na Bacia de Campos, em razão das condições em que foi decidida a antecipação dos investimentos para sua completação e pelo fato de ter sido o primeiro poço no mundo a produzir em profundidade acima de 1.000 metros no mar.

A decisão de executar o projeto, em 1993, decorreu da determinação de evitar que o recorde de profundidade de 721 metros de lâmina d'água, alcançado pela PETROBRAS três anos antes, em 1991, fosse ultrapassado por um novo projeto da petroleira Shell, em um campo de petróleo em fase final de implantação no Golfo do México. Após a decisão da realização dos investimentos, o projeto do poço Marlim 4 deveria ser executado em curto espaço de tempo: dispunha-se de apenas cinco meses para os trabalhos de completação e para se começar a extração, a ser efetivado em condições complexas à época, em razão da profundidade do reservatório de petróleo, isto é, lâmina d'água acima de 1.000 metros.

As primeiras iniciativas para o desenvolvimento do poço Marlim 4 começaram em outubro de 1993, quando a Diretoria de Exploração e Produção (E&P) da PETROBRAS tomou conhecimento, por meio da programação da Offshore Technology Conference (OTC), a ocorrer em Houston, no ano seguinte, de que a empresa Shell estava finalizando o projeto de implantação de uma plataforma TLP no Campo de Auger, no Golfo do México, sob 872 metros de lâmina d'água, que a tornaria a empresa com o recorde mundial em profundidade, ultrapassando o recorde da PETROBRAS de 1991. O projeto de investimentos da Shell seria apresentado, em maio de 1994, na OTC. Em 1993, a PETROBRAS já estava pesquisando tecnologias de engenharia submarina para produzir em profundidades entre 1.000 a 2.000 metros, na segunda versão do Programa de Tecnologias para Águas Profundas (PROCAP 2.000), mas ainda não tinha realizado a completação de um poço em profundidade em torno de 1.000 metros de lâmina d'água, cujas tecnologias já haviam sido desenvolvidas no PROCAP 1.000, entre 1986 e 1991.

Um grupo de técnicos foi reunido na diretoria de E&P para opinar se a PETROBRAS tinha ou não capacidade de utilizar a tecnologia para extrair petróleo sob 1.000 metros, ou seja, procurava-se saber se as tecnologias desenvolvidas funcionariam em termos práticos, ou não. A discussão do tema veio como um desafio: em 20 dias a engenharia da empresa desenvolveu e apresentou ao Diretor de Exploração e Produção o projeto do poço MRL-4, localizado em uma reserva de petróleo próxima ao Campo de Marlim, depois denominada Campo Marlim Sul. O poço escolhido estava localizado sob 1.027 metros de lâmina d'água, a 19

quilômetros da plataforma mais próxima, P-20, instalada no Campo de Marlim, com petróleo provavelmente pesado e temperatura em torno de 4 graus Celsius no fundo do mar. Apresentava, ainda, dificuldades para fazer chegar os comandos hidráulicos para abrir as válvulas da árvore de natal a ser instalada no solo marinho, além de que a completação ainda dependia de uma bomba (*booster*) para a elevação do petróleo a ser extraído, que se encontrava em fase final de desenvolvimento na Noruega, mas que não chegaria a tempo para a completação do poço.¹⁶⁸

A realização dos investimentos foi decidida pela Diretoria de E&P, em novembro de 1993. O projeto deveria ser implantado em cinco meses, até o fim de abril, para ser apresentado no encontro da OTC, em maio. Após a decisão, a PETROBRAS solicitou um tempo na OTC para fazer o anúncio do início da produção do poço Marlim 4, acreditando na consecução do projeto.

Diversos desafios decorrentes da distância de 19 quilômetros entre o local da extração do petróleo e a plataforma P-20 tinham que ser superados: o poço deveria ter pressão primária suficiente para vencer a distância e elevar os fluxos produzidos até a plataforma, e não poderiam ocorrer depósitos de parafinas e hidratos dentro dos dutos flexíveis. À época, a PETROBRAS ainda não trabalhava com isolamento térmico nas linhas de fluxo e *risers* de forma a evitar que a baixa temperatura do mar provocasse depósitos daqueles elementos orgânicos nos dutos, porém, os estudos já disponíveis das características do reservatório e das análises de fluxo indicavam que o petróleo fluiria para a plataforma.

Os trabalhos de completação do poço Marlim 4 somente foram terminados no final da semana anterior à data de anúncio do novo recorde em profundidade da Shell, com os dutos flexíveis de elevação do petróleo e os cabos umbilicais de controle já conectados à plataforma. Quando as equipes iniciaram os testes ocorreram diversas interrupções na extração, em razão do rompimento de um cabo no fundo do mar, que exigiu a retirada da árvore de natal para a realização de reparos no navio de apoio; após a realização dos reparos na árvore no navio e sua reinstalação,

168. Depoimento do engenheiro Francisco Eduardo A. Massá sobre o projeto Marlim 4, ao Museu da Pessoa, 2005: "Na Divisão de Desenvolvimento havia um Setor de Reservatório e havia um leque de campos que estavam sendo descobertos e que precisavam ser, de alguma maneira, desenvolvidos. Um dia o João Carlos de Luca me chamou e falou: "Será que não tem nenhum poço perto de mil metros que a gente possa botar em produção?" E eu falei que ia dar uma olhada. Me reuni com meu pessoal de reservatório para ver duas ou três possibilidades de poços que estavam próximos dos mil metros de profundidade, e começamos a fazer estudos mais detalhados, junto com o pessoal do CENPES, por questões de fluxo. A plataforma mais profunda que tínhamos era a P-20, com cerca 700 metros de lâmina d'água. Em Albacora, tinha o PP-Moraes que estava, talvez, em 500 metros. Não tínhamos muitas oportunidades de infraestrutura. E a grande maioria dos poços estava em 900 ou 1.000 metros, mas a distância era muito longa e o poço não possuía energia para [o petróleo] chegar nas instalações. Acabamos escolhendo um poço, o Marlim 4, que era um poço que, apesar de se chamar Marlim, estava no reservatório Marlim Sul, hoje chamado Campo de Marlim Sul. Mas esse poço estava a 19 quilômetros da P-20. Até então, trabalhávamos com poços de distância máxima de quatro ou cinco quilômetros da plataforma. Fizemos vários estudos e simulações. Conversamos com o CENPES, com Macaé e levamos a proposta para o Diretor. E essa decisão foi tomada no segundo semestre de 1993. Conseguimos anunciar na OTC, em maio de 1994, que quebramos o recorde mundial de 1.000 metros de lâmina d'água com esse poço".

verificou-se que o petróleo não fluía devido ao entupimento do tubo de produção por hidratos dentro da cabeça de poço, causado pela entrada da água do mar na tubulação. O entupimento somente foi solucionado um dia antes da abertura da Conferência, permitindo ao diretor da PETROBRAS anunciar na OTC a obtenção do recorde em profundidade de produção, de 1.027 metros de lâmina d'água.¹⁶⁹

Campo de Marlim Sul

O Campo de Marlim Sul foi descoberto em novembro de 1987 pelo poço pioneiro RJS-382. Abrange 600 km² em área, à distância de 120 km da costa do Rio de Janeiro, em lâmina d'água que vai de 800 a 2.600 metros. Também nesse campo foi adotado o Sistema de Produção Antecipada piloto, que viabilizou o levantamento de informações para a utilização no desenvolvimento do sistema definitivo de produção. Conforme relatado na seção anterior, em 30 de abril de 1994 foi iniciada a produção do campo, por meio do poço MRL-4, interligado à plataforma P-20, instalada no Campo de Marlim.

Após o recorde mundial em profundidade de extração, em 1.027 metros de lâmina d'água, o Campo Marlim Sul alcançou, em 1997, novo recorde mundial de profundidade, em 1.709 metros de lâmina d'água. Entre as novas tecnologias adotadas encontram-se: sistema de conexão vertical, usado para a interface entre as linhas de produção (fluxo) e árvores de natal submarinas e para os *risers* de exportação de petróleo e os PLETs submarinos;¹⁷⁰ uso das árvores de natal horizontais desenvolvidas para operar em 2.500 metros de lamina d'água; e a aplicação dos sistemas de ancoragem com cordas de poliéster e âncoras verticalmente car-

169. Os detalhes dos contratempos ocorridos nas últimas horas de testes do poço Marlim 4 encontram-se no depoimento, ao autor, do engenheiro João Carlos de Luca, a quem coube a responsabilidade pela decisão de implementação do projeto do poço Marlim 4 diante da insegurança sobre a viabilidade do empreendimento: "Cerca de cinco meses depois da decisão, as últimas 48 horas antes que o poço entrasse em produção assumiram aspectos dramáticos para os que acompanhavam o projeto em campo e os que dirigiam o projeto. Eu estava na Argentina, antes de seguir para Houston, com o poço já equipado e com os risers e os umbilicais de controle já conectados, e com as equipes começando a tentar colocar o poço em produção. Logo após iniciada a extração, um cabo se rompeu em razão de um tubarão ter se enroscado nos cabos hidráulicos, interrompendo a produção; em consequência, a árvore de natal teve que ser retirada para reparos no navio que instalava os equipamentos. Após a reinstalação da árvore na cabeça de poço, pronta para produzir, na sexta feira da semana anterior ao início da OTC chegou-me a informação de que o petróleo não fluía, pois o tubo de produção estava entupido com hidratos dentro da cabeça do poço. A causa, provavelmente, foi a entrada de água do mar na tubulação, quando foram desconectadas as tubulações de teste para desconectar a árvore de natal para reparos, que em contato com o gás natural do poço criou o hidrato. A remoção poderia levar vários dias ou semanas, mas as equipes conseguiram resolver em dois dias. A notícia de desobstrução do poço e o início da extração somente me foram transmitidas domingo à noite, já em Houston, um dia antes do início da Conferência. Na quarta-feira a PETROBRAS anunciou o novo recorde mundial (1.027m), acima da profundidade alcançada pela Shell (871m) em Auger, quinze dias antes. Foi uma emoção muito grande para todos nós da PETROBRAS. Esta saudável competição tecnológica com a Shell e outras empresas internacionais deu à PETROBRAS um estímulo adicional no sentido de avançar no domínio tecnológico de completação submarina de poços, disponibilizando uma tecnologia confiável que permitiu colocar em produção as importantes reservas de águas profundas na Bacia de Campos".

170. PLET - *PipeLine End Termination* –Estrutura de metal apoiada no fundo do mar, provido de válvula de bloqueio, utilizado para interligar dutos flexíveis a dutos rígidos; é usada para conectar a linha de fluxo com riser rígido, mas se o sistema de escoamento de petróleo utilizar linha de fluxo e riser flexíveis, essas duas seções do duto são conectados diretamente sem necessidade do uso do PLET (Fernández et al., 2009).

regadas (VLS), que reduzem o raio de ancoragem e economizam linhas flexíveis (Saliés, 2004b, PETROBRAS, 2005).

A produção de petróleo no Campo Marlim Sul é realizada por meio de plataformas flutuantes, localizadas em lâminas d'água entre 1.080 a 1.709 metros de profundidade. Em 2005, o campo tinha o poço mais produtivo do Brasil, sob 1.220 metros de lâmina d'água, com produção de 32.700 barris/dia de petróleo. No princípio de 2009 foi instalada a plataforma semissubmersível P-51, em lâmina d'água de 1.255 metros, a primeira totalmente construída no Brasil, ao custo de aproximadamente US\$ 1 bilhão (Anexo 3, figura 12); está situada a 150 km da cidade de Macaé, com capacidade de produzir até 180.000 barris/dia de petróleo e seis milhões de m³ de gás natural. A plataforma foi interligada a dezenove poços (dez produtores de petróleo e gás e nove injetores de água). Em 2011, a plataforma semissubmersível P-56, construída no Brasil, com investimentos de US\$ 1,2 bilhão (idêntica à P-51), iniciou a produção no Módulo 3 de Marlim Sul, com capacidade de produção de 100.000 barris/dia, ligada a 22 poços, sendo onze produtores de óleo e gás e onze para injeção de água.¹⁷¹

Campo de Roncador: segundo prêmio da OTC

O campo gigante de Roncador foi descoberto em 1996, na Bacia de Campos, pelo poço RJS-436A, perfurado no solo submarino sob 1.853 metros de lâmina d'água. O campo situa-se entre 1500 e 1.900 metros de profundidade, condição que representou um grande desafio tecnológico no desenvolvimento dos sistemas de produção de petróleo do campo. Possuía reservas originais recuperáveis de petróleo de 3,3 bilhões de barris, em reservatório com 111 km² e espessura de até 200 metros. Os petróleos produzidos apresentam densidades entre 18 a 31 graus API, ou seja, variam de pesados a leves, com a média de 24,1 graus API.¹⁷²

Em razão do grande volume da reserva de petróleo de Roncador e da profundidade da lâmina d'água, a implantação do sistema produtivo do campo ocorreu em quatro módulos. O módulo 1A foi composto por dois projetos piloto, para o conhecimento mais detalhado do potencial do campo, por meio de um Sistema de Produção Antecipada, com início da produção de petróleo em janeiro de 1999. Foi utilizado o navio plataforma FPSO Seillean, posicionado em lâmina de água de 1.853 metros para o processamento do petróleo extraído do poço RJS-436, que estabeleceu o recorde mundial de profundidade à época. A tecnologia submarina foi desenvolvida em prazo curto para que pudesse ser estendida para o desenvolvimento definitivo do campo, tendo sido “utilizado um conceito

171. PETROBRAS, Comunicados e Fatos Relevantes, 01.10.2007. O plano original de expansão do Campo de Marlim Sul para o período 2001-2017, composto de quatro módulos, encontra-se descrito em 30 Years of Offshore Technology (PETROBRAS, 2005).

172. ANP (2012); para informações sobre medidas de densidades do petróleo, ver o Anexo 1, Seção 2.1.

que colocou O FPSO Seillean no limite da tecnologia do desenvolvimento da produção”.¹⁷³ Em março de 1991, o sistema piloto de produção foi transferido para o poço RO-20-RJS, sob 1.800 metros de lâmina d’água, que também produziu para o navio Seillean, entre 2001 e 2002. O uso do navio Seillean foi temporário, até a definição do sistema definitivo de produção, que foi implementado por meio da adaptação da plataforma semissubmersível P-36, que originalmente estava destinada ao Campo de Marlim, para operar em Roncador.

Em maio de 2000, foi iniciada a produção do primeiro projeto definitivo do campo, com a instalação da plataforma P-36 a 1.360 metros de lâmina d’água, e do navio de estocagem FSO P-47, em 815 metros de lâmina d’água. O sistema foi projetado para produzir com 21 poços. Em junho de 2000, com a entrada em operação do poço RO-8 foi novamente quebrado o recorde mundial em águas profundas, a 1.877 metros de lâmina d’água.

Em março de 2001, a plataforma P-36 sofreu acidente, vindo a afundar quando se encontrava com seis poços em produção. Em substituição, foi afretado o FPSO Brasil para receber a produção dos poços, com capacidade de 90.000 barris/dia e armazenagem de 1,7 milhão de barris. A produção foi reiniciada em dezembro de 2002. Em 2003, o Campo de Roncador registrou novo recorde mundial, com a completção do poço produtor RO-21, sob 1.886 metros de lâmina d’água.¹⁷⁴

As inovações para desenvolver o Campo de Roncador apresentaram as seguintes características: a) o navio *Seillean* tornou-se o primeiro navio de Posicionamento Dinâmico do mundo a operar àquelas profundidades, com a utilização de um conjunto de propulsores que mantinha seu posicionamento, a partir da orientação dada por sensores instalados no fundo do mar e pelo sistema GPS; b) para a ancoragem da P-36 foram utilizados cabos de poliéster em sistema *taut leg*, por serem mais leves e resistentes à tração e por possibilitarem a redução dos custos em quase 20%; os cabos foram desenvolvidos em parceria do CENPES e da PETROBRAS com empresa especializada, institutos de pesquisa e os fabricantes; c) pela primeira vez em águas tão profundas foi utilizado o *riser* SCR (*Steel Catenary Riser*) para a exportação da produção; d) foi utilizado um manifold desenvolvido para operar a 2.500 metros para a distribuição de gás *lift* nos reservatórios, instalado em lâmina d’água de 1.865 metros; e) foi adotado um sistema submarino para grandes profundidades com a utilização de um novo *riser* de completção, o *drillpipe riser*, que pode ser instalado de forma segura e rápida sobre árvore de natal com desconexão rápida (ANM-TLD); f) foi desenvolvido um novo modelo de árvore de natal horizontal, ANMH-2.500, para profundida-

173. José Formigli, gerente de produção da Bacia de Campos (UNICAMP, 2002).

174. PETROBRAS, Fatos e Dados, 6/5/2011: Inovar para crescer: entrevista com o Gerente Executivo do CENPES em 2011, Carlos Tadeu Fraga.

des de até 2.500 metros, fabricada pelas empresas FMC-CBV e Cooper Cameron (UNICAMP, 2002).

As inovações para o Campo de Roncador, que foi completado em tempo recorde de 27 meses, desde a descoberta até o início da produção, em 1999, deram à PETROBRAS o Prêmio *Distinguished Achievement Award 2001*, da Offshore Technology Conference (OTC), em Houston, Texas.¹⁷⁵ Contudo, após o anúncio da concessão do prêmio, a plataforma P-36, que produzia para o sistema submarino de produção vencedor do prêmio, afundou, em março de 2001. Como decorrência, foi anunciado pela OTC que a entrega do prêmio seria anulada. Os desdobramentos ocorridos a partir de então, até a confirmação de que o prêmio seria finalmente entregue à Companhia, foram narrados por Marcos Assayag, da PETROBRAS, ao Museu da Pessoa, depoimento no qual se fundamenta o relato a seguir.

A Offshore Technology Conference é o principal evento da indústria de petróleo *offshore* mundial, realizada anualmente em Houston, Estados Unidos. O evento recebe mais de 60.000 pessoas e 2.000 empresas expositoras, que representam mais de 100 países. Entre os motivos que aceleraram as ações para iniciar a produção de petróleo no Campo de Roncador estava o de concorrer ao prêmio da OTC. O projeto de investimentos no projeto piloto do campo foi coordenado pelo PROCAP/CENPES. Para ser habilitado ao prêmio da OTC o projeto deve apresentar alto conteúdo técnico, ser acompanhado de documentação dos investimentos e dos resultados obtidos, além de desenvolver convincentes ações de *marketing*. O projeto é apresentado a cada um dos juízes encarregados dos *cases*. Na fase final da disputa são classificados três projetos para a seleção final do vencedor. Em janeiro de 2001 foi divulgada a conquista do primeiro lugar pela PETROBRAS. Seguiram-se momentos de euforia na Companhia após o reconhecimento pela comunidade internacional do petróleo, mas, em 15 de março daquele ano ocorreu o acidente com a plataforma P-36, que veio a afundar cinco dias depois. Diante do que parecia ser uma falha na instalação do sistema de produção, e com a pressão muito forte da imprensa especializada, o presidente da OTC decidiu que a concessão seria anulada e comunicou essa decisão ao presidente da PETROBRAS.

A superação do trauma provocado pelo acidente na comissão julgadora da OTC e na comunidade mundial do petróleo teria que ser realizada por uma explicação convincente dos fatos reais, que conseguisse desvincular as conquistas tecnológicas obtidas com o sistema submarino desenvolvido no Campo de Roncador do acidente com a plataforma P-36. Uma comissão de engenheiros da

175. Para a descrição da construção do case pelo CENPES para se candidatar ao prêmio da OTC, e dos riscos de perda do prêmio após o afundamento da Plataforma P-36 ver o depoimento de Marcos Assayag, Coordenador do PROCAP de 1989 a 2002, ao Museu da Pessoa (2005), em <www.museudapessoa.net>

PETROBRAS dirigiu-se a Houston, munido de informações e de um filme preparado para demonstrar as diferenças entre as inovações tecnológicas do projeto e o acidente com a plataforma. Foi demonstrado que a tecnologia desenvolvida para o sistema submarino de produção funcionou, pois após o acidente os poços foram fechados sem vazamentos de petróleo no mar, e que a produção poderia ser continuada com uma plataforma substituta. A falha de um dos sistemas da plataforma causou o acidente, mas não tinha relação com a tecnologia desenvolvida para a extração de petróleo, que havia entrado em operação antes da utilização da plataforma P-36. Após a apresentação das informações a uma banca de doze representantes da OTC, no decorrer de um dia inteiro, a equipe técnica da PETROBRAS obteve a confirmação da manutenção da entrega do prêmio.

Após a superação do choque decorrente do afundamento da P-36, concluiu-se que a capacitação tecnológica adquirida em Roncador havia preparado o caminho para a PETROBRAS avançar até os 3.000 metros de profundidade na produção de petróleo (Assayag, 2002; UNICAMP, 2002).

Nos anos seguintes, a continuação dos investimentos no Campo de Roncador permitiu a entrada em operação da plataforma P-52, em 2007, uma das maiores semissubmersíveis do mundo, com capacidade de produção de 180.000 barris/dia, localizada em águas de 1.800 metros de profundidade, e interligada a dezoito poços produtores e onze injetores. No final de 2010, a P-52 produzia 151.000 barris por dia. O sistema de exportação de petróleo da plataforma utiliza o *riser* híbrido autossustentável, RHAS, pelo qual a produção coletada na plataforma é transportada para a Plataforma de Bombeio Autônomo PRA-1 que escoar a produção de várias plataformas da Bacia de Campos.¹⁷⁶ Em dezembro de 2007 entrou em operação a plataforma FPSO P-54, construída a partir da conversão do navio Barão de Mauá, pertencente à frota da PETROBRAS, instalada em lâmina d'água de 1.400 metros, com capacidade de produção de 180.000 barris/dia.

A próxima plataforma a entrar em operação no Campo de Roncador, no módulo III, será a semissubmersível P-55, em setembro de 2013, que se encontrava em construção em 2012, no valor de aproximadamente US\$ 1,65 bilhão e conteúdo local de 65%.¹⁷⁷ Serão perfurados e completados dezessete poços para a produção final de 180.000 barris de petróleo e seis milhões de m³ de gás por dia. Em 2014 está prevista a entrada em operação da plataforma FPSO P-62, com conteúdo local de 65%, para a produção de 180.000 barris/dia de petróleo e seis milhões de m³ de gás.

176. O *riser* autossustentável é vertical, suspenso por elemento flutuante e ligado à unidade de produção por intermédio de duto flexível (Fernandez *et al.*, 2009).

177. PETROBRAS, Plano de Negócios e Gestão 2012-2016. O casco foi construído pelo Estaleiro Atlântico Sul (PE); a integração dos módulos está sendo realizada no Estaleiro Rio Grande (RS) pelo consórcio Top-55, formado pela Construtora Queiroz Galvão, UTC Engenharia S.A. e IESA Óleo e Gás S.A. Fonte: www.Sinaval.org.br.

Campo de Jubarte

O Campo de Jubarte foi descoberto em janeiro de 2001, em lâmina d'água entre 1.250 a 1.400 metros, distante cerca de 70 quilômetros do litoral do Espírito Santo, no norte da Bacia de Campos. Sua importância foi confirmada em agosto de 2002 com a perfuração do poço ESS-110, que atingiu a profundidade de 1.076 metros. O campo possui um dos petróleos mais viscosos extraídos no Brasil, com 17º API, e reservas originais estimadas de 600 milhões de barris. Representou a maior descoberta da PETROBRAS desde 1996.

Devido à dificuldade em se extrair petróleo com aquela viscosidade, o campo começou a ser desenvolvido por meio de um programa piloto com Teste de Longa Duração (TLD), seguido de dois projetos definitivos. Para o TLD foi utilizado o FPSO Seillean, que recebeu melhoramentos para possibilitar extrair o petróleo viscoso, sob 1.325 metros de lâmina d'água. Na elevação do petróleo do poço até o navio foi desenvolvida, em 2002, uma inovadora bomba, componente do adotado sistema de bombeamento centrífugo submerso (BCS), com 900 hp de força, instalada acima da árvore de natal, em 2003, com capacidade de elevação de 25.000 barris/dia (ver Seção 6.5). Em dezembro de 2006 entrou em operação o navio-plataforma FPSO P-34, com capacidade de produção de 60.000 barris/dia, que incorporou diversas inovações tecnológicas desenvolvidas pelo CENPES e seu Grupo de Engenharia Básica, entre as quais: a) a técnica de separação combinada ciclo-tônica/gravitacional, uma modalidade mais eficiente de separação da água do petróleo; b) uso de bombas submersas de alta potência; c) pela primeira vez em plataforma foi utilizada nova tecnologia de processamento para produzir metanol a partir do gás natural associado (PETROBRAS, 2010). A segunda plataforma a entrar em operação em Jubarte, na Fase 2, em 2010, foi o FPSO P-57, em lâmina d'água de 1.246 metros; o FPSO P-57 dispõe de capacidade de produção de 180.000 barris/dia de petróleo e de dois milhões de m³ de gás natural, tendo produzido, em dezembro de 2011, 133.000 boe/dia, a maior produção de uma plataforma no Brasil.

6.7. Novas tecnologias, riscos e ousadias

Em novas condições de exploração de petróleo, o aprendizado em novas tecnologias é caracterizado por forte grau de incerteza, envolvendo riscos nos resultados e influenciando o grau de ousadia dos projetos de inovação e das experimentações em campo (Rosenberg, 1963, cit. por Araújo, 2009); a ousadia é estimulada pela possibilidade de encontrar grandes e compensadoras jazidas de petróleo, em novas áreas em exploração. A esse respeito, Yergin (2010) ponderou, em seu livro sobre a história mundial do petróleo, que “nenhum outro negócio define de

forma tão completa e radical o significado do risco e da recompensa”.¹⁷⁸ Também nas explorações e nos desenvolvimentos da produção na Bacia de Campos e no Pré-sal, a frase resume com propriedade as inúmeras situações de riscos ocorridas naquelas províncias petrolíferas, e também as recompensas que proporcionaram, em termos de descobertas de grandes acumulações de petróleo, como se mostrou nos Capítulos 5 e 6 e como será avaliado no Capítulo 7, que trata das explorações e das descobertas no Pré-sal.

Com base nas análises das operações de instalação dos sistemas de produção dos campos de petróleo da Bacia de Campos, e em depoimentos e em entrevistas com engenheiros e ex-engenheiros da PETROBRAS que participaram do desenvolvimento daqueles campos, verificou-se que, ao lado dos riscos econômicos derivados da decisão de investir em áreas desconhecidas no mar, as equipes de trabalho enfrentaram complexas situações operacionais, em águas crescentemente profundas, ao longo das décadas 1970-1990 e nas explorações no Pré-sal da Bacia de Santos, a partir de 2005. As situações de incerteza operacional decorreram, como se verificou ao longo das análises, do fato de que estavam sendo implantados plataformas e equipamentos em águas cada vez mais profundas da Bacia de Campos. Com efeito, tanto na fase de instalação dos equipamentos, quanto na fase de produção do petróleo, diversos problemas operacionais, atrasos e acidentes ocorreram, pondo à prova as equipes de operadores nas plataformas.¹⁷⁹ No Pré-sal da Bacia de Santos, situações de risco ocorreram nas perfurações dos poços das áreas de Parati e de Tupi, em 2005-2006, cujo início foi marcado, além das naturais incertezas sobre a existência de jazidas comerciais de petróleo, pelas profundas lâminas d’água e pelas dificuldades e tempo necessário para se descobrir os reservatórios de petróleo, situados em rochas a cerca de 6.000 metros de profundidade.

Em resumo, ao longo da história das explorações da PETROBRAS no mar podem ser identificados três momentos marcados pela presença de grandes riscos tecnológicos. O primeiro ocorreu quando da decisão de iniciar a produção de petróleo após as descobertas dos primeiros campos na Bacia de Campos, em 1974-

178. Na exploração mundial de petróleo, situações de riscos econômicos e operacionais na procura por petróleo são descritas por Yergin (2010), em sua história mundial do petróleo.

179. Dois depoimentos de engenheiros da PETROBRAS abordam a questão da propensão ao risco como elemento central no processo de desenvolvimento tecnológico da PETROBRAS, de acordo com uma visão correspondente a meados da década de 2000: 1 - depoimento de Marcos Assayag ao Museu da Pessoa (2005): “Qual é a grande diferença da Petrobras para as outras empresas? Como ela é dona do reservatório, ela pode ousar e inovar sem ter que pedir licença a parceiros. Nos outros campos de petróleo fora do país, geralmente, você tem a sociedade de várias companhias. Aí você tem que ter a licença de cada um para poder inovar. A inovação pode dar certo e pode dar errado. Se der errado, ninguém quer bancar o prejuízo. Então, a grande vantagem da Petrobras é que ela sempre ousou. Os técnicos ousavam e os chefes, os gerentes apoiavam essa ousadia.... Como a gente foi tendo uma série sucessiva de sucessos, o sucesso financiava a ousadia seguinte”; 2 -Depoimento de Jacques Braille Saliés, ao Museu da Pessoa (2004).: “Foi tudo difícil porque era tudo novo, não tinha nada. Nós tínhamos realmente que criar: como nós vamos fazer, qual a melhor solução?Porque tinha o desafio, tinha que produzir aquilo, então valia tudo, em termos de engenharia. O nosso lema era ‘nós temos que ousar para poder realizar’.”

1976; as jazidas estavam situadas em locais distantes da costa, que dificultavam a instalação de plataformas fixas no mar (o sistema de plataforma de produção mais utilizada à época) até que se dispusesse de melhores conhecimentos sobre o potencial econômico das jazidas.¹⁸⁰ O segundo momento de riscos tecnológicos foi decorrência da decisão de desenvolver campos de petróleo em águas profundas, acima de 400 metros, a partir de 1985-1986, como foi analisado na seção anterior; e o terceiro ocorreu com a decisão de se explorar o Pré-sal, como se descreve no Capítulo 7.

Além dos diversos problemas operacionais na instalação dos sistemas de produção dos campos de Enchova, Bonito, Garoupa e Namorado, descritos no Capítulo 5, e nos campos de Marlim e Roncador, analisados na seção anterior, os depoimentos de engenheiros que trabalharam em plataformas de produção relembram outras situações de risco nas experimentações de novos equipamentos para a produção de petróleo no mar. A seguir, são apresentados alguns exemplos de desenvolvimentos baseados em decisões limites de riscos tecnológico e operacional.¹⁸¹

Condução de petróleo e gás natural a longas distâncias em baixas temperaturas – no desenvolvimento do poço Marlim 4, situado no Campo Marlim Sul, que começou a produzir em 1994, um dos desafios consistiu em se encontrar solução para transportar o petróleo pesado e viscoso extraído do poço exploratório para a Plataforma P-20, que se encontrava à distância de 19 quilômetros, no Campo de Marlim. Havia riscos de perda de parte do investimento, em razão da possibilidade de ocorrência de depósitos orgânicos no duto (tais como parafinas e hidratos ou cristais de gelo) em razão da baixa temperatura no fundo do mar, de cerca de 4 graus Celsius, que poderia causar entupimentos. Naquele momento foi tomada a decisão de alto risco de lançar 19 km de dutos flexíveis para o transporte do petróleo extraído do poço exploratório, com o apoio do raspador *pig*-espuma e de Sistema Gerador de Nitrogênio (SGN),¹⁸² desenvolvidos pelo CENPES. O uso do *pig*-espuma e o SGN mantiveram a passagem do

180. É necessário, neste tipo de análise, distinguir entre riscos operacionais decorrentes da introdução, pela primeira vez, de novos equipamentos e das incertezas de seu funcionamento, dos riscos originados de operações sem a observação de normas de segurança. Conforme relatos dos engenheiros que trabalharam nas plataformas na Bacia de Campos, o atendimento das normas encontrava-se sob controle das equipes participantes dos processos de instalação e da operacionalização para evitar acidentes. Trabalhava-se também com planos alternativos diante da possibilidade de que a primeira opção na aplicação de um novo equipamento não desse os resultados esperados; foi o caso do uso de controles elétricos nas primeiras árvores de natal usadas na Bacia de Campos, que foram substituídos por controles hidráulicos como segunda alternativa (Machado Filho, 2011).

181. Conforme entrevista com o ex-engenheiro da PETROBRAS, Paulo César Ribeiro Lima, em 09/2010.

182. O Sistema Gerador de Nitrogênio foi uma inovação da PETROBRAS, em 1992-1993, para resolver o problema da formação de parafina no interior dos dutos flexíveis, como decorrência da baixa temperatura no fundo do mar; o processo SGN gera uma reação química exotérmica baseada no nitrogênio, com o objetivo de gerar calor suficiente para derreter depósitos de parafina no interior do duto, sem que o calor exceda a temperatura limite suportada pelo duto flexível (PETROBRAS, 2005, p. 44).

petróleo e gás desobstruída.¹⁸³

Condução de gás sem o uso de compressores – uma das situações empíricas em que foi preciso assumir riscos ocorreu no escoamento do gás natural na Bacia de Campos, produzido nas plataformas satélites, para as plataformas centrais, que dispunham de sistemas completos de tratamento e de compressão de gás para sua exportação até o continente. Dados os grandes volumes de gás produzido nas plataformas satélites e da falta de meios para o seu transporte até o continente, o gás vinha sendo queimado na atmosfera. Diante dos problemas ambientais que causava, e da necessidade do gás ser aproveitado como fonte de energia, o governo federal decidiu diminuir a queima; com essa decisão, tornou-se necessário providenciar a transferência de gás para as plataformas centrais. Naquela época havia falta de compressores para comprimir o gás e realizar o transporte, por meio de dutos, até as plataformas centrais; com a falta de compressores, decidiu-se realizar o transporte com a utilização da fraca pressão proporcionada pelo equipamento separador de fluidos óleo/gás. Com pressão fraca, e diante da presença de gás condensado¹⁸⁴ associado ao gás natural, corria-se o risco do gás condensar-se na tubulação, o que provocaria maiores pesos nas seções verticais dos dutos. Mesmo diante do risco, os engenheiros tomaram a decisão de realizar o transporte e com a fraca pressão do separador de fluidos, que funcionou na retirada do gás condensado, facilitado pelo uso de *pigs*-espuma.

Finalmente, como exemplo extremo dos riscos envolvidos na exploração de petróleo encontra-se, na parte de estudos especiais deste livro, o texto redigido pelo engenheiro João Carlos de Luca sobre a explosão e incêndio ocorridos na Plataforma Central de Enchova, em 1988. O engenheiro era Superintendente da Região de Produção do Sudeste à época dos fatos descritos, e foi um dos participantes do grupo técnico encarregado de realizar os procedimentos para solucionar a erupção de gás ocorrida na plataforma fixa. A erupção em um dos poços iniciou-se no dia 24 de abril de 1988, seguido de fogo algumas horas depois, que

183. O *pig* é um dispositivo inserido no interior dos tubos que transportam petróleo e gás com o objetivo de percorrê-lo para a remoção de depósitos orgânicos que provocam o entupimento do tubo. O *pig*-espuma constituiu-se em uma das inovações dos engenheiros da PETROBRAS para evitar entupimentos nos dutos de transporte de petróleo. Constituiu-se em um bem sucedido experimento em pesquisa aplicada, desenvolvido durante vários anos, em várias etapas, em testes em terra, seguido de testes em águas rasas e, em seguida, em águas profundas. As experiências do CENPES começaram com o *pig* gel, mas depois se verificou que o gel não tinha resistência e rompia-se sob tensão. Para aumentar a resistência decidiu-se experimentar material de espuma misturado com graxa, em parceria com a empresa Trorion, obtendo-se *pig* de baixa densidade e alta resistência mecânica. Também a máquina para a fabricação do *pig* foi desenhada pelo CENPES. O *pig*-espuma foi utilizado para manter o fluxo de petróleo nos campos de Marlim, Albacora e outros. Apresenta a vantagem de se adaptar flexivelmente ao diâmetro do tubo ou *riser* utilizado na extração, contrariamente ao *pig* normal que tem o diâmetro pré-definido (Entrevista com o ex-engenheiro da PETROBRAS Paulo Cesar R. Lima, 2010).

184. O gás condensado, produzido por alguns campos de petróleo, não é considerado gás e nem líquido, pois apresenta uma “dupla fase fluida”: não é gás devido a sua alta densidade e não é um líquido porque sua superfície de contato varia da fase gasosa para a fase líquida (Gasnet.com.br).

ficou restrito à área da cabeça de poços; porém, em 22 de maio, o fogo se alastrou e destruiu toda a plataforma, só se salvando a estrutura de aço (jaqueta) que dá suporte aos módulos de superfície.

6.8. Realização de pesquisas cooperativas e formação de rede de fornecedores de equipamentos e serviços para o petróleo

A tendência de formação de redes de acordos cooperativos para o desenvolvimento de equipamentos *offshore* espelha uma condição presente na atividade petrolífera desde a década de 1940, quando as prospecções no Golfo do México começaram a se afastar das águas rasas próximas às costas marítimas. Em águas mais profundas, as petroleiras passaram a se defrontar com dificuldades tecnológicas crescentes na exploração e na produção de petróleo, além da necessidade de superar as dificuldades trazidas pelas instabilidades marítimas e climáticas em alto mar. Essa contingência impôs a necessidade de aprimoramentos e inovações contínuas nas plataformas e equipamentos de perfuração, na ancoragem de plataformas, na extração em poços mais profundos, no enfrentamento de furacões, entre outros. Dadas as condições mais complexas de exploração no mar, as empresas petroleiras passaram a realizar arranjos cooperativos para a realização de P&D, voltados à obtenção de projetos de plataformas mais resistentes e de equipamentos mais seguros, que permitiam diminuições nos custos e nos riscos das atividades de P&D. Nos Estados Unidos, as grandes companhias criaram seus próprios centros e grupos de pesquisa e passaram a buscar a cooperação com universidades e centros de pesquisa (Seção 4.2).

Os estímulos da PETROBRAS, desde o início de suas atividades, em 1954, para o desenvolvimento de firmas no Brasil capazes de fornecer equipamentos para os setores de produção e de refino de petróleo visavam diminuir a dependência da importação de equipamentos e tecnologias, uma vez que alta proporção de bens de produção adquiridos para o setor de petróleo, na década de 1950, era de fabricação estrangeira. Mais tarde, as aquisições da PETROBRAS no mercado brasileiro transformaram-se em mecanismo de políticas públicas para impulsionar a indústria nacional, no contexto da política de industrialização substitutiva de importações, que se intensificou após o choque nos preços do petróleo de 1973.¹⁸⁵

185. Cruz, 1984, cit. por Dantas, 1999. A respeito da preferência da PETROBRAS por fornecedores nacionais, numa apreciação na década de 2000, há o seguinte depoimento de Jacques Braille Saliés, da PETROBRAS/CENPES: "Desenvolver a indústria nacional sempre foi uma prioridade do governo brasileiro e, conseqüentemente, também da Petrobras. É muito mais interessante para nós ter os nossos fornecedores aqui no nosso país, falando a nossa língua, pagando com o nosso dinheiro e desenvolvendo nova tecnologia para nós, do que ter o nosso fornecedor lá fora. Embora eles também sejam grandes parceiros, a nossa preferência é aqui" (Museu da Pessoa, 2004).

Pode-se tomar como referência um estudo de caso de país que desenvolveu uma forte indústria produtora de plataformas e equipamentos de uso submarino, a Noruega, no Mar do Norte. A dimensão adquirida pela cadeia produtiva de petróleo no país foi facilitada pela adoção de políticas nacionais de estímulo e pela existência de capacitações industriais prévias nas indústrias mecânica, elétrica e de serviços industriais (Dias, 2010). A produção derivada de grandes reservas petrolíferas, o impulso proporcionado por empresas petroleiras emergentes e com demandas por inovações, a preexistência de um setor industrial e de serviços, especialmente de grandes empresas de transporte marítimo (Vahl, 2005, cit. por Dias, 2010) e a decisiva política de governo de desenvolvimento industrial e de transferência de tecnologia para o país moldaram uma indústria de produtos petroleiros com presença expressiva de grupos empresariais nacionais (Nordas *et al.*, 2003; Hatakenaka *et al.*, 2006, cit. por Dias, 2010).

Um fator que cumpriu papel decisivo no desenvolvimento do parque fornecedor nacional na Noruega, e também na França, foi a presença de uma grande empresa nacional de petróleo, ao originar fortes estímulos para o mercado fornecedor de equipamentos que propiciaram a elevação do valor agregado local (Nordas *et al.*, 2003, cit. por Ruas, 2010).

O surgimento da indústria petroleira no Brasil espelhou a ocorrência do mesmo processo nas novas regiões em produção no mundo, a exemplo do Golfo do México, Mar do Norte e Costa Ocidental da Ásia, onde foram fundadas empresas especializadas na oferta de bens e serviços para as produtoras de petróleo, capazes de produzir com as novas tecnologias requeridas nas difíceis condições em águas profundas (Duque Dutra, 1996, cit. por Dantas, 1999).

No início da produção de petróleo nas costas marítimas do Nordeste do Brasil, após as descobertas nas décadas de 1960-1970, as plataformas fixas de produção eram importadas. A partir da metade da década de 1970 iniciou-se a construção de plataformas fixas, por meio de consórcios de firmas nacionais e estrangeiras (Dias e Quagliano, 1993). No caso dos primeiros sistemas flutuantes de produção utilizados na Bacia de Campos, a partir de 1977, foram adquiridas ou alugadas plataformas no exterior, submetidas a processos de adaptação em estaleiros estrangeiros (ou nos locais da futura operação no mar) sob a coordenação dos engenheiros da PETROBRAS. Os equipamentos como árvores de natal, manifoldes, dutos flexíveis e linhas de ancoragem, instalados em águas com profundidade menores que 400 metros, foram, inicialmente, fabricados por firmas no exterior, seguindo as especificações e funções técnicas definidas pela PETROBRAS.

Com a decisão, em 1986, de desenvolver soluções próprias em equipamentos para a produção em águas entre 400/500 a 1.000 metros de profun-

didade, por meio do PROCAP 1.000, a PETROBRAS começou a liderar processos de capacitação de firmas fornecedoras de equipamentos e de serviços, com o objetivo de absorver e adaptar equipamentos importados ou desenvolver tecnologias próprias. Diferentemente dos primeiros Sistemas de Produção Antecipada implantados até 1985 (Seção 5.3), para produzir nos novos campos não havia como importar equipamentos e tecnologias, pois esses ainda não se encontravam disponíveis no mercado mundial. A necessidade de acelerar a produção dos novos campos de petróleo ditava a urgência em absorver rapidamente tecnologias utilizadas em outras regiões petrolíferas mundiais e desenvolver um parque industrial nacional especializado na produção de bens para a cadeia do petróleo.

Como exemplo importante da nacionalização da fabricação de plataformas fixas, sete plataformas foram instaladas, de 1989 a 1994, no Polo Nordeste da Bacia de Campos, em águas em torno de 100 metros, destinadas à produção dos campos de Vermelho, Pargo e Carapeba, com projetos desenvolvidos pela Engenharia Básica do CENPES e engenharia de detalhes e a fabricação realizadas no Brasil (Justi, 2009; PETROBRAS, 2005).

Diversas tecnologias desenvolvidas pelos fornecedores, sob a coordenação do CENPES, por meio das três versões do PROCAP, e com a participação de universidades e centros de pesquisa, adquiriram nível internacional, tendo sido adotadas por petroleiras em outros países.

No processo de desenvolvimento endógeno de tecnologias e de substituição de importações, a PETROBRAS assumia grande parte dos custos do desenvolvimento dos equipamentos, dada a complexidade implícita para se colocar em produção as novas áreas *offshore*. A responsabilização pelos custos era efetivada por meio de adiantamentos de recursos financeiros ao industrial e da participação de técnicos da PETROBRAS no desenho dos projetos, na especificação pormenorizada dos materiais, no acompanhamento da produção junto aos fornecedores e na realização de testes de campo (Dantas, 1999).

O principal instrumento adotado para formalizar as parcerias e promover a capacitação técnico-econômica dos fornecedores de equipamentos consistia no Termo de Cooperação Tecnológica. O instrumento definia os compromissos firmados entre as partes, que envolviam as condições de desenvolvimento, fabricação do equipamento e o acompanhamento, pela PETROBRAS, dos prazos de entrega, entre outros compromissos das partes. Os contratos contemplavam o desenvolvimento de protótipos e a realização de testes nas instalações industriais da empresa (Dantas, 1999, p. 77-93). Além de estabelecer linhas de pesquisa inovadoras, os termos de cooperação delimitavam formas de financiamento e de compartilhamento de propriedade intelectual e industrial, e criavam condições

para o surgimento de P&D e de capacidade de inovação na indústria nacional de equipamentos e serviços.

Dentre as inovações em equipamentos *offshore* que resultaram dos programas PROCAP e da cooperação com empresas, instituições de C&T e universidades, encontram-se: desenvolvimento de árvore de natal molhada horizontal e árvore de natal molhada para 2.500 metros de profundidade; sistema de bombeamento centrífugo submerso para elevação de petróleo em poços em águas profundas; sistema de bombeamento e separação anular vertical VASPS; Sistema de Bombeamento Multifásico Submarino (SBMS-500); desenvolvimento de linhas sintéticas de poliéster; MAC Manifolde com acionamento compartilhado; técnica de perfuração horizontal; Âncora de Carga Vertical, entre centenas de outros desenvolvimentos que tiveram aplicações práticas. Nas parcerias, a PETROBRAS exerceu a liderança e a coordenação de muitos dos desenvolvimentos tecnológicos.

A Tabela 6 sintetiza algumas importantes inovações desenvolvidas em cooperação com empresas, instituições de C&T e universidades; algumas representaram inovações radicais, trazendo soluções ainda não disponíveis no mercado mundial, utilizadas pela primeira vez na produção em águas profundas.

Como resultado da formação de rede de empresas fornecedoras, o número de empresas que fornecem à PETROBRAS alcançou, em média, nos dez anos entre 1998 e 2007, 18.000 firmas por ano, de todos os portes. As compras alcançaram, em média, R\$ 38 bilhões por ano, das quais 80% são serviços e, aproximadamente, 20% são bens.¹⁸⁶

186 De Negri *et al.*, Poder de Compra da PETROBRAS - Impactos econômicos nos seus fornecedores (IPEA e PETROBRAS, 2011).

Tabela 6
Seleção de inovações tecnológicas da PETROBRAS em parceria com empresas e instituições de pesquisas

Equipamento/Sistema	Inovação	Empresas parceiras	Ganhos tecnológicos/econômicos
Árvore de natal molhada horizontal	Permite retirar a coluna de produção do interior do poço para reparos, sem necessidade de retirar a árvore de natal da cabeça de poço	FMC-CBV, Vetco, Cameron, Kvaerner	Utilização em águas de até 2.500 metros de profundidade; padronização e intercambiabilidade das peças fabricadas por diferentes fornecedores.
Árvore de natal molhada horizontal para BCS	Uso de capa removível e instalável por ROV	FMC	A sonda de perfuração só é requerida para a retirada/instalação da coluna de produção
Bomba Centrífuga Submersível (BCS)	Elevação da potência para bombeamento de petróleo viscoso em altas profundidades	Reda, Lasalle, Tronic, Pirelli, Cameron, Sade-Vigesa, Centrilift	Aumento da produtividade dos poços; utilização em poços de longo alcance horizontal e distantes da plataforma
Sistema de Separação Gás-Líquido (VASPS)	Sistema de controle da separação gás/líquidos	ExxonMobil, União Europeia, ENI-Agip, CEPETRO/UNICAMP	Aumento da produtividade dos poços
Sistema de Bombeamento Multifásico Submarino (SBMS-500)	Adição de energia em escoamentos multifásicos (óleo + gás + água) com até 95% de presença de gás livre	Curtiss-Wright (E.U.A), Leistriz (Alemanha), Kvaerner (Noruega, Brasil), Pirelli (Brasil, Itália), Tronic (UK), ODI (EUA), Robicon (EUA)	Transporte a longas distâncias dos fluxos de petróleo-água-gás natural extraídos do poço, em um único duto e sem qualquer pré-tratamento
Desenvolvimento de linhas sintéticas de poliéster para amarração de plataforma	Substituição das correntes de aço por linhas de poliéster em sistema de ancoragem <i>taut leg</i> .	Reading University (U.K), Cordoaria São Leopoldo (Brasil), Quintas&Quintas Cordoaria e Redes (Portugal), Cordoaria Oliveira Sá (Portugal), Marlow Ropes (U.K)	Sistema mais leve e resistente à tração; reduz o peso suportado pela plataforma
MAC Manifolde com acionamento compartilhado	O atuador único opera várias válvulas, permitindo reduzir o peso total do manifolde, de 450 ton. para 160 ton.	Consub (atual Subsea 7)	O atuador recuperável tem capacidade de percorrer todo o manifolde para operar todas as válvulas e <i>chokes</i> (ajustes na pressão) automaticamente. Redução do peso e facilidades de manutenção
Perfuração horizontal	Utilização da lama do local perfurado para não sobreaquecer o equipamento; sensores na broca para uso em até 6.000 metros no solo, à temperatura de até 200° C	Universidade Imperial da Rússia e Statoil	Aumento da extração em reservatórios indicados para perfuração horizontal (e.g, pequena espessura, maior permeabilidade vertical, etc.)

Fonte: PETROBRAS; elaboração do autor.

6.9. Tecnologias recentes na exploração e produção de petróleo no Golfo do México

Na primeira década do século atual, as novas descobertas abaixo da camada de sal do Golfo do México, em águas profundas, são o resultado de inovações que vêm permitindo superar as barreiras técnicas na exploração em ambientes marinhos profundos e condições geológicas desconhecidas. Entre os desenvolvimentos naquela região, na segunda metade da década de 2000, encontravam-se: a) um novo método de aquisição de imagens sísmicas, que vem permitindo a melhoria na qualidade das imagens das profundas camadas do Pré-sal do Golfo do México; b) o surgimento da 5ª geração de plataformas de perfuração com Posicionamento Dinâmico, que viabiliza perfurações em lâmina d'água de até 3.600 metros de profundidade; c) novas linhas de materiais sintéticos para ancoragem de plataformas flutuantes acima de 2.440 metros de profundidade (Parshall, 2007). A seguir, apresenta-se uma síntese dessas tecnologias.

Novas técnicas sísmicas na exploração do Pré-sal do Golfo do México

Com o avanço da exploração para águas mais distantes da costa, um dos maiores desafios técnicos passou a ser a obtenção de imagens sísmicas claras abaixo da camada de sal, cuja espessura alcança até 4.500 metros no Golfo do México. Até há alguns anos, as companhias que exploram as águas do Golfo do México evitavam realizar perfurações nas áreas abaixo da camada de sal, pois as imagens obtidas em terceira dimensão (3-D) em áreas do Pré-sal ficavam distorcidas por ruídos de reflexões múltiplas (*multiples*), que mascaram os sinais sísmicos reais, e por discrepâncias de iluminação nas imagens finais. À proporção que se avançava para águas mais profundas as petroleiras passaram a buscar soluções para resolver o problema. Uma das empresas que mais avançou foi a British Petroleum (BP), que começou a pesquisar melhores algoritmos e melhores modelos de velocidade das ondas sísmicas para melhorar as imagens. Mas ao verificar que esses aprimoramentos não solucionavam o problema das imagens sísmicas distorcidas, a empresa passou, no final da década de 1990, a pesquisar novas técnicas na etapa de aquisição de dados sísmicos, que redundaram no método *wide-azimuth towed streamer* (WATS - *streamer* rebocado de azimuth amplo), que foi testado com sucesso no campo *Mad Dog*, no Golfo do México, em 2004-2005.

O método WATS emprega, em vez de um único barco, pelo menos dois barcos como fontes dos disparos de ar comprimido e um barco com os receptores dos sinais sísmicos, o que permite fotografar uma amplitude maior de azimutes (abrangência angular da subsuperfície pesquisada) e de desvios ou saliências geológicas (*offsets*). Logo depois, em 2005-2006, a BP testou uma variação do método WATS, no qual o barco com receptores foi substituído por receptores dispostos no fundo do mar (*nodal survey*) por meio de Veículo de Operação Re-

mota, que representou a colocação mais profunda de receptores até aquela data. O método WATS é utilizado para pesquisar grandes extensões da superfície do fundo do mar e o *nodal survey* para áreas menores. A Shell, em conjunto com outras companhias, contratou o levantamento sísmico de uma área de mais de 450 blocos em águas profundas do Golfo do México pelo método WATS. No Brasil, a primeira aquisição de dados sísmicos com o método *wide azimuth* foi realizada pela WesternGeco, que efetivou o levantamento 3D para a Karoon Petróleo e Gás, em 2009-2010, nos cinco blocos que essa empresa arrematou na Bacia de Campos (Michell, S., Sharp, J. e Chergotis, D. (2007), cit. por Parshall, 2007).

A comparação dos dois métodos com os levantamentos sísmicos convencionais em 3-D mostrou que, enquanto nesse último é amostrado o mesmo ponto da subsuperfície cerca de 40 a 60 vezes, com a técnica WATS é amostrado de 150 a 300 vezes cada ponto, melhorando as imagens das áreas do Pré-sal do Golfo do México, com melhor iluminação e visualização. A grande área de cobertura e a maior redundância permitem que se eliminem os múltiplos, de modo que não contaminem as imagens de subsuperfície (James Cearley, cit. por Parshall, 2007). Diversas companhias petrolíferas, como a Shell, em parceria com a WesternGeco, e a Chevron passaram a utilizar esses métodos sísmicos a partir de 2006. O ano de 2006 foi considerado o de maiores descobertas no Golfo do México; as descobertas podem elevar a produção em 800.000 barris/dia em 2012-2014, representando 11% da produção dos Estados Unidos (Cambridge Energy Research Association, cit. por Parshall, 2007).

Plataformas de perfuração abaixo da camada de sal em águas ultraprofundas

Enquanto avançam as prospecções para águas ultraprofundas, a mesma tendência de inovações ocorre com os navios-sonda com Posicionamento Dinâmico (DP) de 5ª geração e com as plataformas semissubmersíveis. As unidades construídas permitem perfurações no Golfo do México em águas superiores a 3.660 metros, além de estarem sendo preparadas para perfurar, no futuro, poços com 12.200 metros de extensão total (compreende a lâmina d'água, as rochas acima do sal, a camada de sal e o reservatório de hidrocarbonetos). Para esse fim, foi construída, em 2008-2010, a plataforma semissubmersível com posicionamento dinâmico Jim Day, para águas ultraprofundas, pela empresa Noble Drilling (E.U.A) para servir à petroleira Marathon Oil, que perfurará a 3.600 metros lâmina d'água, podendo acomodar 200 trabalhadores. Outra plataforma similar, Danny Adkins, foi construída em 2008-2009 pela empresa Noble para prospectar para a Shell no Golfo do México.

Outra inovação vem se desenvolvendo, a partir de 2003-2004, nas técnicas de ancoragem de plataformas semissubmersíveis, por meio de cabos sintéticos

leves com capacidade de ancoragem de plataformas em profundidade de até cerca de 2.700 metros; até então o limite alcançado era de pouco mais de 1.800 metros, a partir do qual se usa o sistema de Posicionamento Dinâmico para a ancoragem (Mike Briggs, cit. por Parshall 2007).

Outra inovação consistiu na utilização de um sistema duplo de ancoragem para permitir a aceleração na perfuração de poços, que permite economizar tempo e recursos uma vez que o aluguel de uma plataforma de perfuração pode chegar a US\$ 700 mil/dia. As plataformas flutuantes de perfuração utilizam âncoras ou estacas de sucção na ancoragem da plataforma, que são retiradas quando a perfuração termina. A inovação consiste na utilização de dois desses conjuntos de ancoragem, sistema que permite a preparação do próximo local a ser perfurado enquanto ainda se perfura no primeiro local: o segundo sistema de ancoragem, composto por cordas sintéticas, é posicionado em uma boia situada próxima do local seguinte de perfuração e preparado para ser utilizado quando a plataforma chegar ao local.

Inovações em plataformas flutuantes de produção

Com a continuação das prospecções em águas acima de 2.440 metros, as unidades de produção de hidrocarbonetos no Golfo do México tenderão a ser constituídas de plataformas flutuantes ancoradas por cabos sintéticos e por sistemas submarinos em *tie-back* (nesse sistema, vários poços são interconectados por uma mesma linha de fluxo) ligados às instalações na superfície marítima. Parshall (2007) fornece o exemplo da plataforma semissubmersível de produção e processamento de gás natural Independence HUB, instalada a 2.415 metros de lâmina d'água, em Canyon Block, Biloxi, Mississipi, em julho de 2007. A semissubmersível de grande calado, presa por um sistema de amarração em *taut leg* (cabos tensionados) com doze cabos de poliéster e sustentando *risers* em catenária de aço (SCR), conecta a produção ao longo de linhas de fluxo de diversos campos de gás natural ao redor. Sua produção prevista era de aproximadamente 28,3 milhões m³/dia. Proveniente de diversos poços, constituindo a maior planta de processamento de gás natural no mar. A plataforma, a mais profunda semissubmersível já instalada, estabeleceu os seguintes recordes mundiais: a mais profunda árvore de natal e linha de fluxo (*flow line*), a 2.415 metros; a mais profunda instalação de *risers* em catenária (SCR), e ainda os *risers* mais pesados usados em unidade flutuante; os mais longos cabos de poliéster (2,4 milhas/3,86 Km cada); os mais profundos dutos para a exportação de gás natural a mais profunda instalação de estacas de sucção. A plataforma é operada pela empresa Anadarko.

A PETROBRAS no Golfo do México: experimentos com plataforma FPSO

A PETROBRAS é operadora do Campo de Cascade, nas costas da Louisiana, onde descobriu petróleo, em 2002, em um poço sob 2.480 metros de lâmina d'água, em parceria com a petroleira Devon. Após adquirir a participação da empresa Devon a PETROBRAS América Inc. passou a deter a propriedade de 100% do Campo de Cascade, além de deter participação de 66,7% no campo próximo de Chinnok. Baseada em sua longa experiência no uso de plataformas FPSO no Brasil, a Companhia utilizou o sistema de produção baseado nesse tipo de plataforma em águas ultraprofundas da parte norte-americana do Golfo do México. A escolha dessa modalidade de plataforma em Cascade, como alternativa a uma plataforma flutuante semissubmersível, deveu-se à sua grande capacidade de armazenamento e à inexistência de oleodutos naquela área para o transporte da produção de hidrocarbonetos a terra.

Além de ser a primeira vez que se instalou uma plataforma FPSO na parte norte-americana do Golfo do México, a plataforma (BW Pioneer) estabeleceu novo recorde mundial em águas ultraprofundas, em 2.500 metros de lâmina d'água, a aproximadamente 250 quilômetros da costa do estado da Louisiana. A produção em Cascade foi iniciada em 25 de fevereiro de 2012, através do poço Cascade 4, com profundidade vertical de cerca de 8.000 metros, interligado ao FPSO Pioneer; a produção no Campo de Chinook iniciou-se em 6 de setembro de 2012, também conectado ao FPSO Pioneer. O navio dispõe de capacidade de processamento de 80.000 barris de petróleo e 500.000 metros cúbicos de gás por dia, e de estocar 500.000 barris de petróleo. O transporte para terra do petróleo e gás produzidos é realizado por navios petroleiros aliviadores.¹⁸⁷ O FPSO é dotado das seguintes características: sistema de ancoragem desconectável por boia *turret* (permite que o navio gire 360 graus, mantendo-se sempre aproado, e com menor resistência às ondas e ventos), *risers* híbridos autossustentáveis (o *riser* híbrido tem uma parte em aço, assentada no solo marinho, e uma parte flexível vertical que faz a conexão com a plataforma, suspensa por elemento flutuante), sendo a produção executada por bombeamento centrífugo submerso (BCS), com fração desprezível de gás livre, estando tais bombas instaladas em estruturas metálicas (*skid*) no leito marinho.

Recordes em profundidade no mar

Em 2012 foram estabelecidos três recordes mundiais em operações *offshore* de petróleo, por três empresas petroleiras, que mostram a atual tendência das explorações de petróleo de se direcionarem para águas mais profundas e distantes das

187. PETROBRAS, Comunicados e Fatos Relevantes (09/2012); PETROBRAS Magazine, Edição 59; Cesar Palagi (2009).

costas marítimas. Como comentado acima, a PETROBRAS alcançou o recorde mundial na instalação da plataforma de produção flutuante FPSO Pioneer, em lâmina d'água de 2.500 metros, no Campo de Cascade, no Golfo do México. Até então, o recorde anterior havia sido obtido em 2010, com a instalação pela petroleira Shell, no Golfo do México, da Plataforma de Perdido, em 2.450 metros de lâmina d'água (Mahoney e Supan, 2012).

Outro recorde mundial, em 2012, foi alcançado em completção submarina pelas empresas Shell (operadora), Chevron e British Petroleum, com a instalação da mais profunda árvore de natal no leito do mar, a 2.934 metros de lâmina d'água, com completção em *tie-back*, no Campo de Tobago, no Golfo do México, que produz para a Plataforma de Perdido, da modalidade SPAR. A plataforma está ancorada a 320 quilômetros da costa marítima do estado do Texas, por nove linhas de poliéster, cada uma com mais de 3 quilômetros de extensão.¹⁸⁸ A empresa Shell recebeu o prêmio *Distinguished Achievement Award*, de 2012, da Offshore Technology Conference (OTC), pela complexidade do Projeto de Perdido em águas ultraprofundas. A capacidade de produção da plataforma, que funciona como uma central, é de 100.000 barris/dia, para a qual converge a produção de três campos de petróleo, Great White, Silvertip e Tobago, interligados por uma malha de linhas de fluxo e *risers*. A produção de petróleo e gás provém de 35 poços, sendo 22 do primeiro campo, conectados verticalmente à plataforma, e treze provenientes dos dois outros campos, conectados em *tie-back* à plataforma. Antes de serem conduzidos pelos *risers* até a plataforma, o petróleo e o gás são separados no solo marinho por equipamentos de separação. Visto que o reservatório apresenta baixa porosidade, a retirada dos hidrocarbonetos nos poços é impulsionada por nove sistemas de bombeamento centrífugo submerso (BCS) – a fração de gás livre é desprezível, o que faz ideal tal tipo de bombeamento. O tempo estimado de produção dos três campos é de 20 anos.

Outro recorde mundial foi alcançado, em 2012, em perfuração de poços em águas ultraprofundas, ao largo das costas marítimas da Índia: a plataforma Transocean's Dhirubhai Deepwater KG2 estabeleceu o recorde mundial com um poço em lâmina d'água de 3.107 metros, para a operadora Reliance Industries (Mahoney e Supan, 2012).

188. Shell starts production of Perdido – people, technology and deep-sea stories; disp. em http://www.shell.com/home/content/aboutshell/our_strategy/major_projects_2/perdido/overview/, acessado em set.2011; Mahoney e Supan (2012).

CAPÍTULO 7

A ERA DO PRÉ-SAL: AS DESCOBERTAS DE PETRÓLEO E OS DESAFIOS TECNOLÓGICOS NA PRODUÇÃO

As rochas do Pré-sal estendem-se por cerca de 800 quilômetros da plataforma marítima brasileira, do norte da Bacia de Campos ao sul da Bacia de Santos, compreendendo uma faixa que se estende do litoral sul do estado do Espírito Santo ao estado de Santa Catarina, com largura de até 200 km. Comprimidas abaixo de extensa camada de sal, a 3.000 metros abaixo do solo marinho, as rochas sedimentares do Pré-sal apresentam alto potencial para a exploração de petróleo. Do total de 149.000 km² das áreas do Pré-sal, foram concedidos pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), até 2012, para exploração por concessionários, 45.600 km² (30,6%), sob o regime de concessão. Das áreas leiloadas, a PETROBRAS participa com 36.600 km² (PETROBRAS, RIMA, 2011).

Na função de órgão regulador do setor de petróleo, a ANP é incumbida de desenvolver estudos para a delimitação de blocos de exploração de bacias sedimentares e promover as licitações de áreas para a exploração de petróleo e gás. Os Contratos de Concessão para a Exploração, Desenvolvimento e Produção assinados entre a ANP e os concessionários preveem que a fase exploratória seja subdividida em dois ou três períodos. Exemplificando, para um determinado bloco arrematado, a fase exploratória pode ter a duração de oito anos, subdividida em dois períodos com duração de três anos cada um, e um período com duração de dois anos. Durante cada um daqueles períodos as empresas concessionárias têm a obrigação de cumprir um cronograma mínimo de exploração, estabelecido no contrato de concessão, que normalmente inclui a aquisição de programas sísmicos e/ou a perfuração de poços. A passagem de um período para o seguinte requer o cumprimento das atividades exploratórias previstas no período anterior. Caso seja realizada a descoberta de petróleo ou gás natural, os concessionários têm a prerrogativa de propor à ANP um Plano de Avaliação da Descoberta. Essa ação, conforme previsto no próprio contrato, estende automaticamente os prazos exploratórios, tendo o concessionário o direito de reter o bloco ou parte dele. Ao final da execução do Plano de Avaliação, os concessionários têm a prerrogativa de declarar a comercialidade da descoberta, que confirma que o campo de petróleo é viável economicamente, para em seguida iniciar a fase de produção do campo. A partir da Declaração de Comercialidade, a fase de produção inicialmente prevista no caso dos campos marítimos é de 27 anos, podendo ser prorrogada. Os contratos de concessão de blocos exploratórios determinam que a ocorrência de qualquer indício de óleo, gás natural ou outros hidrocarbonetos dentro da área

de concessão deva ser notificada à ANP, no prazo máximo de 72 horas, através da empresa operadora. A operadora é encarregada de coordenar a exploração da área sob concessão e de contratar as empresas fornecedoras de equipamentos e serviços técnicos, com o uso da melhor tecnologia disponível.¹⁸⁹

As áreas com os compromissos de exploração na Bacia de Santos nas licitações da segunda e terceira rodadas, em 2000 e 2001, respectivamente, firmados pelos consórcios de empresas com a participação da PETROBRAS encontram-se na Tabela 7, com as respectivas datas de término dos Planos de Avaliação para a verificação do potencial de produção de cada área em exploração. A Companhia é a operadora de oito das nove áreas constantes da tabela. As descobertas de acumulações de petróleo no Pré-sal foram resultado do fim do monopólio da PETROBRAS, em 1997, e dos compromissos exploratórios firmados pelos consórcios, nas áreas leiloadas pela ANP, com base na nova lei do petróleo adotada pelo Brasil (Lei nº 9.478/97), que passou a permitir explorações de petróleo e as demais atividades da indústria do petróleo por empresas de capital privado. A Tabela 7 apresenta informações sobre as empresas que compõem cada consórcio e a sua participação no capital do respectivo consórcio, por bloco. Os Blocos BM-S-9 e BM-S-11 foram divididos em duas áreas exploratórias.

Tabela 7

Blocos e Áreas com participação da PETROBRAS no Pré-sal da Bacia de Santos – segunda e terceira rodadas de licitações

Bloco/Área	Consórcio/participação	Término do Plano de Avaliação
BM-S-10 - Parati	PETROBRAS (65%), BG (25%), Partex (10%)	Dezembro, 2012
BM-S-11 - Tupi	PETROBRAS (65%), BG (25%), Petrogal (10%)	Dezembro, 2010
BM-S-11 – Iara	PETROBRAS (65%), BG (25%), Petrogal (10%)	Dezembro, 2013
BM-S-9 - Carioca	PETROBRAS (45%), BG (30%), Repsol Sinopec (25%)	Dezembro, 2013
BMS-9 – Guará	PETROBRAS (45%), BG (30%), Repsol Sinopec (25%)	Dezembro, 2011
BM-S-21 – Caramba	PETROBRAS (80%), Petrogal (20%)	Abril, 2015
BM-S-8 - Bem-te-vi	PETROBRAS (66%), Queiroz Galvão (10%), Barra Energia (10%), Petrogal (14%)	Dezembro, 2012*
BM-S-24 - Júpiter	PETROBRAS (80%), Petrogal (20%)	Fevereiro, 2016
BM-S-22 – Azulão	Exxon (40%), Hess (40%), PETROBRAS (20%)	-

Fonte: Formigli *et al.* (2009); CNP; *PETROBRAS at a Glance* (09.2012). Obs: o Bloco BM-S-22 foi devolvido ao CNP pela empresa Esso Exploração Santos Brasileira, subsidiária da Exxon Mobil Corp, em abril de 2012; *a empresa Shell vendeu a participação no Bloco Bem-te-vi para as empresas Barra Energia (10%) e Queiroz Galvão (10%). O Consórcio solicitou à ANP, no final de 2012, a extensão do prazo do Plano de Avaliação da Descoberta de Bem-te-vi.

189. PETROBRAS, Comunicados e Fatos Relevantes, 20/06/2008 e 01/10/2008.

7.1. Histórico das descobertas no Pré-sal¹⁹⁰

Para iniciar as prospecções nas novas áreas obtidas nas licitações de 2000 e 2001 a PETROBRAS e as empresas consorciadas encomendaram, a partir de 2001, um grande volume de informações sísmicas em 3-D, que se constituiu na maior aquisição e interpretação de dados sísmicos naquela época no mundo, abrangendo 20.300 km² de área, nos Blocos BM-S-8, BM-S-9, BM-S-10 e BM-S-11 (worldoil.com, 2005). De acordo com as análises técnicas realizadas por equipes de geólogos, geofísicos e engenheiros da PETROBRAS, as aquisições das áreas citadas basearam-se na convicção de que as seções geológicas profundas da Bacia de Santos, abaixo da camada de sal, constituíam uma promissora fronteira petrolífera a ser explorada, em razão da grande dimensão das suas estruturas geológicas; além disso, um importante fator para aumentar a probabilidade de se encontrar rochas sedimentares contendo hidrocarbonetos é a característica selante das rochas de sal¹⁹¹ (Formigli *et al.*, 2009).

As interpretações dos resultados dos levantamentos sísmicos, a partir do início de 2003, indicaram reais possibilidades de existência de hidrocarbonetos abaixo da camada de sal. Contudo, a comprovação da existência de jazidas de petróleo iria exigir perfurações de poços com longas extensões, que deveriam atravessar a camada de sal com espessura de até 2.000 metros e as rochas abaixo do sal, onde se esperava encontrar reservatórios de petróleo, cujas características geológicas eram desconhecidas; agravando os desafios, as plataformas flutuantes de perfuração iriam desenvolver operações em lâmina d'água de mais de 2.000 metros de profundidade, à distância de cerca de até 300 quilômetros do litoral. E a existência de jazidas precisaria ocorrer em volumes e produtividades que compensassem os investimentos a serem realizados após as possíveis descobertas.

A decisão de desenvolver as perfurações foi tomada em meados de 2003, após a superação de posições divergentes na Companhia, algumas contrárias ao projeto de iniciar trabalhos de perfuração naquelas áreas geológicas de difícil aces-

190. Na Bacia de Santos, muito antes das atuais explorações no Pré-sal, as primeiras prospecções sísmicas começaram em 1969; um poço pioneiro foi perfurado em 1971. O primeiro campo descoberto foi Merluzza, em 1979, seguindo-se os campos de Tubarão, em 1988, e Estrela-do-Mar, Coral e Caravela, todos em águas em torno de 300 metros de profundidade (Carminatti, 2009). As explorações na Bacia de Santos diminuíram após as grandes descobertas na Bacia de Campos, nas décadas de 1980-1990. No princípio da década de 2000, a PETROBRAS intensificou as atividades exploratórias nas rochas sedimentares da Bacia de Santos, acima da camada de sal. As perfurações de poços resultaram na descoberta de vários campos de gás, como Mexilhão, em 2003 - o maior campo de gás natural na plataforma continental do Brasil - Tambaú e Pirapitanga, e de diversos campos de petróleo, como Carapiá, Tambuatá, Uruguá e Atlanta, todos acima da camada de sal. Para informações sobre tentativas pioneiras de perfurações de rochas de sal no Brasil, nas décadas de 1980 e 1990, e as dificuldades encontradas ver Alves (2009).

191. "As imagens sísmicas indicaram a existência de alguns dados vitais: uma rocha geradora de petróleo, com uma rota física por onde ele pudesse passar; uma rocha-reservatório, onde o óleo pudesse se acumular; uma rocha que pudesse aprisioná-lo e, por fim, um selo fechando toda essa estrutura. E não poderia haver selo melhor do que uma camada de dois quilômetros de sal." Cf. Mario Carminatti, da PETROBRAS, em entrevista a Consuelo Dieguez, Revista Piauí, <http://revistapiaui.estadao.com.br/edicao-28, jan/2009> (ver Anexo 3, figura 13, para uma ilustração do processo de geração de petróleo, em reservatório terrestre).

so. Após a decisão, as equipes passaram os próximos meses na preparação das operações, tais como o treinamento de pessoal, seleção de equipamentos, contratação de sondas e embarcações de apoio, além de decidir qual bloco exploratório seria perfurado em primeiro lugar. As explorações que se seguiriam iriam representar as mais complexas e demoradas operações de perfuração em busca de petróleo no Brasil, dadas as condições físicas e geológicas comentadas e as incertezas a respeito das possibilidades de encontrar reservatórios em volumes que compensassem os custos das explorações e do desenvolvimento dos campos.¹⁹² Nas duas seções a seguir são relatadas as principais descobertas de hidrocarbonetos no Pré-sal das Bacias de Santos e Campos, do total de 63 acumulações de petróleo descobertas de 2005 a 2012. As descobertas foram o resultado de 73 poços exploratórios perfurados nas Bacias de Santos (32) e de Campos (41).¹⁹³

Histórico das descobertas no Pré-sal da Bacia de Santos

O primeiro local selecionado para perfuração no Pré-sal foi o Bloco Exploratório BM-S-10, na área de Parati. A área foi indicada, em março de 2004, em razão do conhecimento e experiência já acumuladas sobre a estrutura da seção geológica acima da camada de sal, composta por um tipo de rocha já conhecida, os turbiditos, ou estratos sedimentares arenosos, como ocorre na Bacia de Campos; essa condição foi ainda considerada favorável à redução dos custos da perfuração. Um dos objetivos da exploração era procurar petróleo nesse estrato de rochas, e se fossem encontradas jazidas as perfurações prosseguiriam em busca de petróleo nas camadas mais profundas do Pré-sal. Em 31 de dezembro de 2004 começaram as perfurações, com o poço 1-RJS-617.

Nas rochas areníticas acima da camada de sal, o poço Parati encontrou, inicialmente, somente um reservatório com água, mas diante da verificação posterior de que existiam sinais de gás foi tomada a decisão de continuar os trabalhos em direção às rochas do Pré-sal (a existência de gás foi um fator predominante para não se abandonar a perfuração). Oito meses após o início das perfurações, em agosto de 2005, a PETROBRAS comunicou à ANP a existência de indícios de hidrocarbonetos no poço. No percurso da sonda de perfuração em direção às rochas do Pré-sal ocorreram diversos obstáculos que atrasaram os trabalhos e aumentaram os custos da exploração: na camada de sal, a consistência maleável dos evaporitos provocava o fechamento do poço; depois de superado tecnologicamente esse tipo de dificuldade e atravessada a camada de sal, a sonda de perfuração encontrou uma rocha de basalto de consistência muito dura, com espessura

192. Decidir se as perfurações seriam realizadas "não era só a questão de se haveria ou não o óleo, mas se teríamos equipamentos para descer a tal profundidade e como se comportaria a camada de 2 quilômetros de sal, que nenhuma empresa no mundo jamais ousara atravessar", *idem*.

193. PETROBRAS, 20/09/2012a; PETROBRAS, 20/09/012b.

de 500 metros, que provocou diversos problemas operacionais para ser atravessada, tais como quebras de brocas, que consumiram vários meses de perfuração.¹⁹⁴ Em março de 2006, o poço atingiu a profundidade de 7.600 metros TVD; não foi descoberto petróleo, mas os testes realizados nas rochas, em julho de 2006, à profundidade de 6.800 metros indicaram a presença no local de gás condensado (um componente leve de petróleo)¹⁹⁵. A presença de gás condensado sinalizou que existia um sistema petrolífero ativo na área, uma constatação que estimulou a continuação das explorações (Formigli *et al.*, 2009).

As evidências encontradas no poço Parati incentivaram a perfuração de outro poço, na área de Tupi, no Bloco Exploratório BM-S-11. Se esse segundo poço não encontrasse petróleo o projeto de explorar o Pré-sal iria ser abandonado, em razão do alto custo das operações. As perfurações em Tupi foram iniciadas, em 24 de março de 2006, através do poço 1-RJS-628A; em 11 de julho de 2006 a PETROBRAS anunciou ter encontrado indícios de petróleo de boa qualidade e gás no local, e em agosto o poço foi completado. Em setembro o poço foi testado, com 4.895 metros de profundidade vertical, e jorrou petróleo com densidade de 28° API¹⁹⁶ e alta produtividade, em águas marítimas de 2.126 metros de profundidade. O resultado levou à decisão de se perfurar um poço de extensão (1-RJS-646), em Tupi Sul, a 10 km de distância do poço descobridor, para avaliar a continuidade do reservatório e sua delimitação. Iniciado em 7 de maio de 2007 e terminado em 24 de julho, o poço 1-RJS-646 comprovou a existência de uma acumulação de petróleo na área. A realização de testes de formação, em julho de 2007, comprovou que o reservatório descoberto com o poço pioneiro (1-RJS-628A) se estendia até a área sul de Tupi, contendo petróleo de boa qualidade quanto à densidade, com 28°-30° API.¹⁹⁷

Nos meses seguintes foram realizados estudos sobre as dimensões e características do reservatório, e testes de formação no poço 1-RJS-646 para se comprovar a viabilidade econômica das descobertas. As análises confirmaram a extensão e o potencial efetivo do novo reservatório. Com os resultados obtidos, as desco-

194. Em meados de 2005, os gastos com o poço já tinham alcançado US\$ 100 milhões, valor muito acima do custo médio da perfuração de poços na Bacia de Campos, que chegava a cerca de US\$ 18 milhões; as dificuldades levaram a empresa Chevron a abandonar o projeto conjunto com a PETROBRAS e a vender sua participação para a empresa portuguesa Partex e para a PETROBRAS (conforme entrevistas de Guilherme Estrella, Mario Carminatti, Gilberto Lima, Breno Wolff e Sylvia Anjos, da PETROBRAS, à Revista Piauí <http://revistapiaui.estadao.com.br/edicao-28>).

195. TVD – *true vertical depth*: distância vertical entre a superfície do mar – ou, mais propriamente, da mesa rotativa da plataforma de perfuração – e um ponto em subsuperfície; a profundidade vertical é considerada para a verificação da pressão hidrostática dentro do poço. O gás condensado é uma mistura de hidrocarbonetos intermediária entre o petróleo e o gás que, nas condições de pressão e temperatura do reservatório apresenta-se na forma de gás, e que condensa no reservatório quando este tem sua pressão reduzida durante a extração de petróleo (Fernández *et al.*, 2009; Corrêa, 2003).

196. Para medidas de densidade do petróleo em graus API ver o Anexo 1 sobre refino de petróleo.

197. PETROBRAS, Comunicados e Fatos Relevantes, 20/09/2007; Formigli *et al.* (2009); Nakano (2009); <http://revistapiaui.estadao.com.br/edicao-28>).

bertas no Pré-sal foram anunciadas pela PETROBRAS, em nome do consórcio formado com British Gas e Petrogal–Galp Energia, em 8 de novembro de 2007, com estimativas de reserva recuperável supergigante entre 5 a 8 bilhões de barris equivalentes de petróleo. Foi ainda oficialmente reconhecida, pela primeira vez, numa avaliação ampla, a possibilidade da existência de grandes jazidas de petróleo no Pré-sal das bacias sedimentares do Sul e Sudeste.¹⁹⁸

Antes do anúncio dos volumes estimados das reservas de petróleo em Tupi, outra perfuração em andamento na área de Carioca, no Bloco BM-S-9, levou à descoberta de uma grande acumulação de petróleo, por meio do poço exploratório 1-SPS-50, situado em águas com 2.140 metros de profundidade, a 273 km de distância da costa; a descoberta foi comunicada pelo consórcio formado pela PETROBRAS, British Gas-BG e Repsol Sinopec, em setembro de 2007, ainda dependente de pesquisas sobre as dimensões e a produtividade do poço. O teste de formação com amostras de rochas indicou a produção de 2.900 barris/dia de petróleo, com 27° API, e 57.000 m³/dia de gás, com vazão limitada pelas instalações operacionais e de segurança do teste. Novas avaliações por teste de formação e novos estudos geológicos seriam desenvolvidos para verificar se os reservatórios apresentavam produtividade e volumes economicamente viáveis naquelas condições geográficas.

Outra descoberta de jazida de petróleo foi anunciada, em dezembro de 2007, na área de Caramba, no Bloco BM-S-21, através do poço pioneiro 1-SPS-51. O poço alcançou a extensão de 5.350 metros, a 280 km do litoral do estado de São Paulo, em lâmina d'água de 2.234 metros.

Novas acumulações de petróleo foram seguidamente descobertas, no ano de 2008, nas áreas obtidas para exploração pelos consórcios: na área de Júpiter foi anunciada, em janeiro de 2008, a existência de um grande reservatório de gás natural e óleo condensado, com dimensões similares às de Tupi. O reservatório de Júpiter foi descoberto pelo poço 1-RJS-652, à profundidade final de 5.252 metros, localizado a 290 km da costa do estado do Rio de Janeiro e a 37 km a leste da área do Tupi, em lâmina d'água de 2.187 metros.

Em maio de 2008, foi descoberto petróleo na área Bem-te-vi (Bloco BM-S-8), através do poço pioneiro 1-SPS-52A, com densidade entre 25° e 28° API. O poço alcançou a profundidade total de 6.773 metros, localizado em lâmina d'água de 2.139 metros. A descoberta foi comprovada pela análise de amostras de óleo por teste de formação, em reservatórios situados a cerca de 6.000 metros de profundidade.

198. PETROBRAS, Comunicados e Fatos Relevantes, 08/11/2007. Com o anúncio da descoberta, o governo retirou de licitação os direitos de exploração de 41 blocos localizados em áreas do Pré-sal, que seriam leiloados, no final de novembro de 2007, na 9ª Rodada de licitações da ANP (Resolução nº 06, de 08/11/2007, do Conselho Nacional de Política Energética - CNPE).

Na área de Guará (Bloco BM-S-9), em junho de 2008, foram encontradas jazidas de petróleo com 28° API, por meio do poço 1-SPS-55; o bloco é composto por duas áreas de avaliação: Carioca e Guará. O reservatório localiza-se na área menor do bloco, a cerca de 310 km da costa do estado de São Paulo, em lâmina d'água de 2.141 metros. Na parte maior do bloco já havia sido encontrado petróleo na área de Carioca, em julho de 2007. A descoberta em Guará foi comprovada com o uso de amostragem de petróleo por teste a cabo,¹⁹⁹ em reservatórios localizados em profundidade de cerca de 5.000 metros na rocha. À época do anúncio da descoberta o poço continuava a ser perfurado, em busca de acumulações de hidrocarbonetos em áreas mais profundas.

Em agosto de 2008, foram encontrados hidrocarbonetos na área de Iara, no Bloco BM-S-11 (composto pelas áreas exploratórias Iara e Tupi), com densidade entre 26° a 30° API, através do poço 1-RJS-656, perfurado pela plataforma semisubmersível Paul Wolff. O poço foi perfurado em águas ultraprofundas de 2.230 metros, a 230 km da costa do Rio de Janeiro, com a profundidade de 6.080 metros; o volume de petróleo recuperável em Iara, que forma uma área de cerca de 300 km², bem definida sismicamente, foi estimado entre 3 a 4 bilhões de barris de petróleo e gás natural, o segundo com maiores volumes depois do reservatório de Tupi.²⁰⁰

Nova jazida de petróleo foi descoberta na área de Carioca, no Bloco BM-S-9, em abril de 2009. O poço, denominado Iguazu e designado como 4-SPS-60, localiza-se em lâmina d'água de 2.140 metros. A descoberta foi comprovada através de amostragem de óleo por teste a cabo, em reservatório localizado à profundidade de 4.900 metros.

A perfuração de um terceiro poço na área do Plano de Avaliação de Tupi, em junho de 2009, conhecido como Iracema, a 33 km do poço descobridor de Tupi, reforçou as estimativas sobre a existência de jazidas gigantes na área. O novo poço, denominado 4-RJS-647, em lâmina d'água de 2.210 metros, e reservatório localizado a 5.000 metros de profundidade na rocha, confirmou a presença de petróleo de boa qualidade, semelhante ao do poço pioneiro de Tupi.

Em setembro de 2009, foi anunciada a descoberta de petróleo no quarto poço perfurado no Bloco BM-S-9, designado como 4-SPS-66C, informalmente conhecido como Abaré Oeste. O poço está localizado na área de avaliação do poço 1-SPS-50 (Carioca), à aproximadamente 290 km da costa do estado de São Paulo, em lâmina d'água de 2.163 metros e em reservatórios localizados em profundidade aproximada de 5.150 metros.

199. Operação destinada a colher amostras dos fluidos de petróleo e gás e da formação rochosa, por meio do canhão de um ponto no revestimento do poço ou diretamente na rocha, permitindo avaliar a produtividade do poço e outras informações (Fernández *et al.*, 2009).

200. PETROBRAS, Comunicados e Fatos Relevantes, 10/09/2008.

No mesmo mês de setembro de 2009 foram concluídos os testes de formação no poço Guará (1-SPS-55), no Bloco BM-S-9, que permitiram estimar o volume de reservas na área entre 1,1 bilhão a 2,0 bilhões. Os testes mostraram alta produtividade, com vazões da ordem de 7.000 barris por dia, com densidade de 30° API, isto é, muito próxima da classificação dos petróleos leves (API entre 31,1° a 40°).

Em novembro de 2009, foi concluído o quarto poço perfurado na área de Tupi, denominado 3-RJS-662A, conhecido como Tupi Nordeste, situado a 18 km a nordeste do poço descobridor; o poço reforçou as estimativas do potencial de 5 a 8 bilhões de barris de petróleo e gás natural recuperável no reservatório do Pré-sal daquela área. A acumulação de petróleo foi encontrada à profundidade de 4.900 metros na rocha, em lâmina d'água de 2.115 metros; o potencial de produção do poço foi estimado em 30.000 barris/dia, com densidade média de 28° API.

No ano seguinte, em março de 2010, a PETROBRAS comunicou à ANP a presença de hidrocarbonetos no poço 3-SPS-69, no Bloco BM-S-9, ao norte do Plano de Avaliação de Guará, na Bacia de Santos. A Companhia e as empresas consorciadas continuavam o trabalho exploratório com a plataforma de perfuração West Polaris para a coleta de mais dados e evidências para a análise do prospecto.²⁰¹

Um mês depois, em abril de 2010, foi comunicada a descoberta de petróleo em mais um poço perfurado na área de Tupi, denominado 3-RJS-666, informalmente conhecido como Tupi OW. O poço está localizado em lâmina d'água de 2.131 metros, a cerca de 270 km da costa do Rio de Janeiro e a 12,5 km a nordeste do poço descobridor de Tupi (1-RJS-628A).

Em maio de 2010, a ANP anunciou a descoberta de acumulações de petróleo no prospecto de Franco, por meio do poço 2-ANP-1-RJS, perfurado pela PETROBRAS em nome da ANP, em lâmina d'água de 1.889 metros, com estimativa de volumes recuperáveis de 3 bilhões de barris de petróleo (PETROBRAS, Panorama 2010).

Com a perfuração do sétimo poço na área de Tupi, em junho de 2010, com a designação 3-RJS-674, conhecido como Tupi Alto, a PETROBRAS tornou pública a comprovação, por intermédio de amostragens em teste a cabo, da presença de petróleo com densidade ainda mais leve (30° API) do que a média dos petróleos verificada em outros poços de Tupi (28°API). O poço está situado a 12 km do poço pioneiro, sob 2.111 metros de lâmina d'água.

201. Prospecto é uma estrutura geológica mapeada como resultado de estudos geofísicos e geológicos que justificam a perfuração de poços exploratórios para a localização de petróleo ou gás natural (Fernández *et al.*, 2009).

O resultado da perfuração do oitavo poço na área de Tupi, em outubro de 2010, conhecido como Iracema Norte, sob 2.247 de lâmina d'água, fortaleceu as estimativas sobre o potencial estimado de 5 a 8 bilhões de barris de petróleo em Tupi; o petróleo encontrado pelo poço 3-RJS-675A tem as mesmas características do petróleo da reserva de Iracema, no Bloco BMS-11 de Tupi, com densidade de 29° a 30° API.

No mesmo mês de outubro de 2010, os resultados da perfuração do nono poço na área de Tupi, 3-RJS-678, informalmente conhecido como Tupi SW, comprovaram que a acumulação de petróleo se estende até o extremo sul da área do Plano de Avaliação de Tupi, e que a espessura do reservatório com óleo chega a cerca de 128 metros, reforçando as estimativas de volume de hidrocarbonetos da área. O poço foi perfurado em lâmina d'água de 2.152 metros, localizado a aproximadamente 290 quilômetros da costa do estado do Rio de Janeiro.

A descoberta de outra grande reserva de petróleo, em área ainda não licitada para exploração, foi anunciada pela ANP, no final do mês de outubro de 2010, no prospecto Libra: o poço perfurado pela PETROBRAS para a ANP apresentou uma acumulação com elevado potencial médio, que pode chegar a 7,9 bilhões de barris de petróleo equivalente. O poço situa-se a 183 quilômetros da costa do Rio de Janeiro, sob 1.964 metros de lâmina d'água.

Os resultados da perfuração do 11° poço na área de Tupi/Iracema, em dezembro de 2010, do total de treze programados, confirmou o potencial de petróleo de boa qualidade nos reservatórios do Pré-sal da Bacia de Santos. O novo poço, denominado 3-RJS-677A, informalmente conhecido como Tupi W, foi perfurado em lâmina d'água de 2.139 metros, a 11 km a noroeste do poço descobridor da acumulação de Tupi. O poço comprovou, por intermédio de amostragens em teste a cabo, que a acumulação de óleo com 28° API se estende até o extremo oeste da área do Plano de Avaliação de Tupi, com espessura de reservatório de cerca de 90 metros, o que aumentou a precisão das estimativas de volume de hidrocarbonetos para a área de Tupi/Iracema.

Os onze poços perfurados na área de Tupi/Iracema, até 2010, a partir do poço descobridor, em 2006, geraram as informações que permitiram a avaliação do total da reserva recuperável da área; em 29 de dezembro de 2010, foi anunciada a comercialidade da área de Tupi/Iracema, a primeira do Pré-sal, com reservas totais recuperáveis de 8,3 bilhões boe, abrangendo a reserva de Tupi, com 6,5 bilhões de barris, e a reserva de Iracema, com 1,8 bilhão de barris. A Declaração de Comercialidade à ANP é o ato que confirma que uma acumulação de petróleo em processo de avaliação e testes apresenta volumes comerciais, permitindo ao operador proceder à denominação oficial do campo de petróleo, finalizar a fase de exploração da área e iniciar a fase de desenvolvimento da produção. O novo

campo recebeu a denominação de Campo de Lula.

Em 2011 e 2012 continuaram as descobertas no Pré-sal da Bacia de Santos. Em janeiro de 2011, foi anunciada nova descoberta de petróleo no Bloco BM-S-9, por meio do poço de extensão Carioca Nordeste (3-SPS-74), no prospecto em avaliação de Carioca; a perfuração do poço dava continuidade aos investimentos planejados para a avaliação do volume e da produtividade das jazidas descobertas na área de Carioca.

Foi concluída, em fevereiro de 2011, a perfuração do poço 4-RJS-668, informalmente denominado Macunaíma, em águas com profundidade de 2.134 metros, na área de avaliação do poço pioneiro 1-RJS-617 (Parati), a 244 km da costa do estado do Rio de Janeiro, contendo acumulação de petróleo de boa qualidade (26º API).

Em março de 2011, foi concluída a perfuração do poço exploratório de extensão Iara Horst 3-RJS-682A, localizado na área do Plano de Avaliação de Iara, no Bloco BM-S-11, em profundidade de água de 2.279 metros, localizado a 8 km do poço pioneiro descobridor de Iara. O resultado da perfuração do poço confirmou a presença de petróleo de boa qualidade (28º API) e reforçou a estimativa de existência de alto potencial de óleo leve e gás natural recuperável da jazida, com cerca de 3 a 4 bilhões de barris (boe). O Plano de Avaliação de Iara está localizado em área remanescente do Bloco BM-S-11, onde foi declarada a comercialidade de Tupi.

Em julho de 2011, foi concluída a perfuração do segundo poço de extensão da área de Guará, informalmente conhecido como Guará Sul. O poço 3-SPS-82A está localizado a 5,7 km ao sul do poço pioneiro descobridor (1-SPS-55), em lâmina d'água de 2.156 metros, a 315 km do litoral do estado de São Paulo. Incluindo o pioneiro, foi o terceiro poço concluído na área de Guará. O monitoramento das pressões, comparadas às do poço descobridor, constatou a comunicação hidráulica do reservatório entre os dois poços, indicando boa perspectiva de produção de petróleo. Os testes a cabo nos reservatórios mostraram a presença de óleo com cerca de 27º API. Testes de formação ainda estavam sendo realizados para avaliar a produtividade do reservatório.

Uma nova descoberta de petróleo foi realizada pela PETROBRAS, em novembro de 2011, com a perfuração do poço 4-BRSA-946C-SPS, informalmente denominado Biguá, na área Bem-te-vi, Bloco BM-S-8, em águas ultraprofundas do Pré-Sal da Bacia de Santos (2.180 metros), a 270 km de distância da costa do estado de São Paulo. A descoberta foi comprovada por meio de amostragem de petróleo com 25º API, em reservatório do Pré-sal situado a cerca de 5.380 metros de profundidade. O poço está localizado a 21 km do poço pioneiro descobridor de Bem-te-vi, 1-SPS-52A.

Foram anunciados, em novembro de 2011, os resultados da perfuração de mais um poço na área de Carioca, localizada no Bloco BM-S-9, que confirmou a potencialidade da área. O novo poço, denominado 4-SPS-81A, informalmente conhecido como Abaré, está localizado a 35 km ao sul do poço descobridor 1-SPS-50 (Carioca), a 293 km do litoral do estado de São Paulo. A nova descoberta foi comprovada através de amostragem de petróleo de boa qualidade, com API em torno de 28°, em um reservatório carbonático à profundidade de 4.830 metros. Um teste de formação no intervalo estava previsto para avaliar a produtividade do reservatório.

Nova acumulação de petróleo foi encontrada, em fevereiro de 2012, no Bloco BM-S-9, pelo poço 3-SPS-85, conhecido como Carioca Sela, localizado na área de avaliação do poço 1-SPS-50 (Carioca), a 4,5 Km do poço descobridor, à profundidade de água de 2.149 metros. No poço foi recuperado petróleo de 27° API, em reservatório com profundidade aproximada de 5.250 metros, distante 270 km da costa do estado de São Paulo.

Também em fevereiro de 2012 o primeiro poço perfurado após a assinatura de contrato de Cessão Onerosa entre a PETROBRAS e a ANP comprovou a grande extensão dos reservatórios de petróleo localizados a noroeste do poço descobridor do prospecto de Franco, no Pré-sal da Bacia de Santos.²⁰² A descoberta foi comprovada por meio de amostragens de petróleo de boa qualidade (28° API), obtidas em teste a cabo, colhidas a partir de 5.460 metros. O novo poço, denominado 3-RJS-688A, informalmente conhecido como Franco NW, em rochas carbonáticas, está situado em profundidade de água de 1.860 metros, a 188 km da cidade do Rio de Janeiro e a 7,7 km a noroeste do poço descobridor 2-ANP-1-RJS (Franco).

Em março de 2012, foi anunciada a descoberta de acumulação de petróleo de boa qualidade através da perfuração do poço 4-SPS-86B, ou Carcará, no Bloco BM-S-8, área Bem-te-vi, localizado a 232 km do litoral do estado de São Paulo, sob 2.027 metros de lâmina d'água. A amostragem inicial mostrou petróleo leve, em reservatório situado a até 5.910 metros de profundidade. Foi o terceiro poço perfurado na Área de Avaliação da Descoberta do prospecto Bem-te-vi, situado a 20 quilômetros do poço pioneiro, em águas com a profundidade de 2.027 metros.

202. A Lei n. 12.276/2010 autorizou a União a ceder à PETROBRAS, por meio de pagamento e com dispensa de licitação, o exercício da exploração e produção de hidrocarbonetos em áreas do Pré-sal não concedidas em leilões; o volume máximo acumulado de produção nas áreas de cessão é de 5 bilhões de barris boe. A Cessão Onerosa ocorreu em seis blocos definitivos (Tupi Sul, Florim, Tupi Nordeste, Guará Sul, Franco e Entorno de Iara) e em um bloco contingente (Peroba), no total de 3.865 km²; o valor inicial da cessão onerosa para a venda de 5 bilhões de barris de óleo equivalentes foi definido em R\$ 74,8 bilhões, equivalente a US\$ 42,5 bilhões. O contrato de concessão é por 40 anos, extensível por mais cinco anos. Em maio de 2012, a PETROBRAS assinou contratos para conversão de quatro navios do tipo VLCC (Very Large Crude Carrier) nos cascos das futuras plataformas P-74, P-75, P-76 e P-77, destinadas às áreas da Cessão Onerosa. Para esse tema ver "Pré-sal, O Novo Marco Legal e a Capitalização da Petrobrás", Paulo César Ribeiro Lima (2011) e "A cessão onerosa de áreas do Pré-sal e a capitalização da Petrobrás", Francisco José Rocha de Sousa (2011).

No mesmo mês de março de 2012 ocorreu a segunda descoberta na área de Tupi Nordeste, com a perfuração do segundo poço após a assinatura do contrato de Cessão Onerosa com a ANP. O poço (1-RJS-691) está localizado a nordeste do Campo de Lula, em lâmina d'água de 2.131 metros, à distância de 255 km da cidade do Rio de Janeiro. A descoberta foi comprovada por meio de amostras de petróleo com 26° API, em teste a cabo, colhidas a partir de 4.960 metros. Foi identificada uma coluna de petróleo de mais de 290 metros de espessura, em reservatórios carbonáticos do Pré-sal. O poço Tupi Nordeste estava sendo revestido no intervalo dos reservatórios. A continuidade da perfuração do poço tem como objetivo investigar a profundidade final dos reservatórios, bem como constatar o contato óleo-água.²⁰³ Após a conclusão da perfuração, está programado um teste de formação para avaliar a produtividade do reservatório portador de óleo.

Foi anunciada, em abril de 2012, a descoberta de acumulação de petróleo de boa qualidade no poço informalmente chamado de Dolomita Sul (1-RJS-689A), localizado ao norte do Campo de Lula. O poço está localizado à profundidade de água de 1.747 metros, a 177 km da costa do estado do Rio de Janeiro, no Bloco BM-S-42. A PETROBRAS é a única concessionária do bloco.

Ainda em abril de 2012, a PETROBRAS concluiu a perfuração do poço exploratório de extensão na área do plano de avaliação de Iara, informalmente conhecido como Iara Oeste (3-RJS-697). O poço está localizado a cerca de nove quilômetros do poço pioneiro descobridor, em profundidade de água de 2.150 metros. Foi o terceiro perfurado na área do Plano de Avaliação da Descoberta de Iara, e atingiu a extensão final de 6.050 metros, em reservatórios carbonáticos situados a 5.430 metros de profundidade média.

Dois meses depois, em junho de 2012, a PETROBRAS comunicou a descoberta de petróleo de boa qualidade no terceiro poço perfurado sob o regime de Cessão Onerosa, localizado na área Sul de Guará. De acordo com o contrato com a ANP, a PETROBRAS tem o direito de produzir até 319 milhões de barris de óleo equivalente. O poço descobridor, 1-SPS-96, está localizado na porção sul do Campo de Sapinhoá (antiga área de Guará), em lâmina d'água de 2.202 metros e à distância de 320 km do litoral do estado de São Paulo. O poço estava sendo perfurado à profundidade de 5.058 metros, com o objetivo de determinar o limite inferior dos reservatórios e a espessura total das zonas de produção de hidrocarbonetos.

Continuava sendo perfurado, no mês de agosto de 2012, na zona de óleo,

203. O contato óleo-água representa a interface da separação entre a zona de petróleo do reservatório e o aquífero adjacente, abaixo do qual só há escoamento de água; o contato gás-óleo é a interface de separação entre a zona de óleo e a capa de gás em um reservatório saturado, acima do qual só há escoamento de gás livre (Fernández *et al.*, 2009).

o poço 4-SPS-86B, que testa o prospecto de Carcará, a 6.213 metros de profundidade, com o objetivo de determinar a espessura dos reservatórios portadores de petróleo bem como a presença de zonas de interesse mais profundas. O poço confirmou uma coluna de petróleo com espessura acima de 400 metros, caracterizada por reservatórios contínuos e conectados. Foram coletadas novas amostras de óleo até a profundidade de 6.131 metros, que “comprovaram a boa qualidade do petróleo com cerca de 31° API, em reservatórios carbonáticos com excelentes características de porosidade e permeabilidade“, em lâmina d’água de 2.027 metros.²⁰⁴

No quarto poço perfurado na área da Cessão Onerosa, a PETROBRAS informou, em agosto de 2012, a descoberta de petróleo de boa qualidade, a 5.656 metros de profundidade. O novo poço, denominado 3-RJS-699, informalmente conhecido como Franco SW, está situado em profundidade d’água de 2.024 metros, a cerca de 210 km da cidade do Rio de Janeiro e a 17 km a sul do poço descobridor 2-ANP-1-RJS (Franco). A conclusão da perfuração do poço, em setembro de 2012, atingiu a profundidade final de 5.973 metros, em horizonte estratigráfico estabelecido no programa exploratório da Cessão Onerosa. As análises indicaram que o petróleo do reservatório alcança de 28° a 30° API. As amostras foram colhidas em reservatórios similares aos registrados no poço descobridor, comprovando-se sua extensão para o sul da área de Franco. A coluna de hidrocarbonetos alcança 438 metros.

Outra perfuração, em outubro de 2012, por meio do poço 3-RJS-683A, informalmente conhecido como Júpiter Nordeste, situado no Bloco BM-S-24, localizado a 7,5 km do poço descobridor da área de Júpiter (1-RJS-652) confirmou a presença de gás natural e gás condensado, bem como a existência de um reservatório contínuo entre os dois poços. A perfuração alcançava, até o momento da divulgação da descoberta, 5.438 metros, em águas ultraprofundas de 2.161 metros, e distante 275 km do litoral do Rio de Janeiro. O poço identificou uma coluna de 176 metros de petróleo em rochas com características de permeabilidade e porosidade consideradas pela Companhia como excelentes. O consórcio que detém a concessão do Bloco BM-S-24 continuava as atividades e investimentos necessários para a avaliação da área, conforme o Plano de Avaliação aprovado pela ANP, e em busca de objetivos mais profundos.

No mesmo mês de outubro de 2012 a PETROBRAS e empresas consorciadas no Bloco BM-S-9 concluíram a perfuração do poço 3-SPS-100, informalmente conhecido como Carioca Norte, localizado no Pré-sal da Bacia de Santos, onde foi encontrado petróleo de boa qualidade, na estrutura onde se localizam os poços Carioca, Carioca Nordeste e Carioca Sela. O novo poço atingiu a profundidade final de 5.576 metros, em lâmina d’água de 2.152 metros, a 275 km

204. PETROBRAS, Comunicados e Fatos Relevantes, 13/08/2012.

do litoral São Paulo. Foi o quarto poço perfurado na estrutura de Carioca, a 6,5 km do poço descobridor, numa posição intermediária entre as áreas de Carioca e Carioca Nordeste. As amostras de petróleo obtidas por testes a cabo indicaram tratar-se de óleo semelhante ao que foi constatado nos outros poços da área.

No final de dezembro de dezembro de 2012 estava em final de perfuração o poço de Carcará, na área de Bem-te-vi. Foi identificada uma grande coluna de, pelo menos, 471 metros de petróleo com 31° API e sem a presença de contaminantes como gás carbônico (CO₂) e gás sulfídrico (H₂S), em reservatórios carbonáticos de excelentes características de porosidade e permeabilidade. Dados de pressão obtidos indicaram que os reservatórios estão interconectados. Será perfurado um poço de extensão, em 2013, para avaliar a produtividade dos reservatórios, por meio de um teste de formação. A produção de petróleo de Carcará está prevista para 2018, após a perfuração de poços de desenvolvimento, ao longo de 2016-2017.

Como foi visto no relato acima sobre a evolução de uma parte importante das descobertas de acumulações de petróleo na Bacia de Santos, os novos reservatórios encontram-se localizados em lâmina d'água de 1.700 a 2.300 metros, em áreas que somam cerca de 15.000 km², maior que toda a área atualmente em produção no Pós-sal da Bacia de Campos. A grande dimensão da primeira área avaliada, Tupi, que alcança em torno de 785 km², pode ser apreciada se comparada com o campo gigante de Marlim, na Bacia de Campos, que mede 150 km² e foi desenvolvido com sete plataformas de produção. De acordo com Formigli *et al.* (2009), se fosse considerada uma relação direta do volume de reservas a serem extraídas, na área de Tupi seriam necessárias entre 15 a 20 plataformas flutuantes e um número expressivamente maior de poços em relação aos 130 poços produtores e injetores de Marlim; contudo, a utilização dos mesmos conceitos em Tupi resultaria em projeto não econômico, em razão das condições ambientais, logísticas e econômicas diferentes. Como no Pré-sal de Tupi as condições de produção diferem das condições dos campos do Pós-sal da Bacia de Campos (devido às características de maior profundidade das águas, reservatórios mais profundos, localização distante da costa e alta relação gás-óleo (RGO), e sendo as atividades de produção ainda dificultadas pela presença de contaminantes - gases de origem não hidrocarbônica - existentes no gás natural), não estão sendo utilizados os mesmos conceitos e tecnologias utilizados na Bacia de Campos. As próximas seções destacarão alguns dos desafios tecnológicos que estão sendo superados e os planos para o desenvolvimento dos campos no Pré-sal da Bacia de Santos, conforme detalhados em Formigli *et al.* (2009) e Alves *et al.* (2009).

A seguir, na Tabela 8, encontra-se o resumo das descobertas descritas acima no Pré-sal da Bacia de Santos, de 2006 a 2012.

Tabela 8
Principais acumulações de petróleo descobertas no Pré-sal da Bacia de Santos - 2006 - 2012

Área/Poço	Bloco	Data	Profundidade do poço ou do reservatório (metros)	Lâmina d'água (metros)
Parati	BM-S-10	06/2006	7.600	...
Tupi	BM-S-11	09/2006	5.200	2.126
Tupi Sul	BM-S-11	07/2007	...	2.166
Carioca	BM-S-9	09/2007	...	2.140
Caramba	BM-S-21	12/2007	5.350	2.234
Júpiter	BM-S-24	01/2008	5.252	2.187
Bem-te-vi	BM-S-8	05/2008	6.773	2.139
Guará	BM-S-9	06/2008	5.000	2.141
Iara	BM-S-11	08/2008	6.080	2.230
Iguaçu	BM-S-9	04/2009	4.900	2.140
Iracema	BMS-11	06/2009	5.000	2.210
Abaré Oeste	BM-S-9	09/2009	5.150	2.163
Tupi Nordeste	BMS-11	11/2009	4.900	2.115
Guará Norte	BM-S-9	03/2010
Tupi OW	BM-S-11	04/2010	...	2.131
Franco	Cessão Onerosa	05/2010	...	1.889
Tupi Alto	BMS-11	06/2010	...	2.111
Iracema Norte	BMS-11	10/2010	...	2.247
Tupi SW	BM-S-11	10/2010	...	2.152
Libra	Área Não licitada	10/2010	...	1.964
Tupi W	BM-S-11	12/2010	...	2.139
Carioca Nordeste	BM-S-9	01/2011
Macunaíma	BM-S-10	02/2011	...	2.134
Iara-Horst	BM-S-11	03/2011	...	2.279
Guará Sul	BM-S-9	07/2011	...	2.156
Biguá	BM-S-8	11/2011	5.380	2.180
Abaré	BM-S-9	11/2011	4.830	...

continua

continuação

Área/Poço	Bloco	Data	Profundidade do poço ou do reservatório (metros)	Lâmina d'água (metros)
Carioca Sela	BM-S-9	02/2012	5.250	2.149
Franco NW	Cessão Onerosa	02/2012	5.460	1.860
Carcará	BM-S-8	03/2012	5.910	2.027
Tupi Nordeste	Cessão Onerosa	03/2012	4.960	2.131
Dolomita Sul	BM-S-42	04/2012	...	1.747
Iara Oeste	BM-S-11	04/2012	5.430	2.150
Sul de Guará	Cessão Onerosa	06/2012	5.058	2.202
Franco SW	Cessão Onerosa	08/2012	5.973	2.024
Júpiter Nordeste	BM-S-24	10/2010	5.438	2.161
Carioca Norte	BM-S-9	10/2012	5.576	2.152

Fonte: PETROBRAS/Comunicados e Fatos Relevantes; elaboração do autor.

Descobertas no Pré-sal na Bacia de Campos

No norte da Bacia de Campos, no litoral do estado do Espírito Santo, encontra-se o complexo petrolífero do Parque das Baleias, formado pelos campos Cachalote, Baleia Franca, Jubarte, Baleia Azul, Baleia Anã, Pirambu e Caxarê, descobertos a partir de 2001, acima da camada de sal. Em março de 2007, a PETROBRAS descobriu petróleo na seção geológica abaixo da camada de sal do Campo de Caxarê, e em junho nova descoberta foi anunciada, no Pré-sal do Campo de Pirambu. No ano seguinte, em novembro de 2008, ocorreram novas descobertas no Pré-sal dos campos de Baleia Franca, Baleia Azul e Jubarte. O volume recuperável dessas descobertas foi estimado entre 1,5 bilhão a 2 bilhões de barris de petróleo e gás natural, situadas a cerca 4.350 metros de profundidade.²⁰⁵

Em fevereiro de 2010, a perfuração de um único poço (6-BR-63A-RJS) permitiu duas descobertas simultâneas, no Pós-sal e no Pré-sal da Bacia de Campos, no Campo de Barracuda: ao serem atravessadas as rochas do prospecto foram descobertas acumulações de petróleo nas duas seções geológicas; na seção do Pré-sal, a jazida situa-se a 4.340 metros de profundidade total, com volume estimado de reserva recuperável de 40 milhões de barris de petróleo; na seção do Pós-sal, a reserva foi estimada em 25 milhões de barris de petróleo.

²⁰⁵ Observe-se que uma primeira descoberta de petróleo na seção do Pré-sal do Campo de Jubarte já havia ocorrida, em 2001, com o poço 1-ESS-103A, mas os primeiros testes somente foram realizados em 2007, em razão de limitações tecnológicas no começo dos anos 2000 (Revista Petrobras, nº 16, fev.2011).

Nova acumulação de petróleo foi descoberta, em junho de 2010, no Pré-sal da Bacia de Campos, em lâmina d'água de 648 metros, na área da Concessão de Produção do Campo de Marlim. A descoberta foi resultado da perfuração do prospecto exploratório de Brava, realizada com o poço 6-MRL-199D-RJS, localizado a 170 km da cidade de Macaé, RJ. A acumulação de petróleo encontra-se em reservatórios carbonáticos, a 4.460 metros de profundidade, com 29º API. Para atingir o reservatório foram perfurados cerca de 5.000 metros, dos quais 1.000 metros na camada de sal. Estimativas preliminares apontaram para volumes recuperáveis potenciais em torno de 380 milhões de barris de petróleo equivalente.

Ocorreram ainda descobertas, em 2010, no prospecto Carimbé (no Pré-sal e no Pós-sal da área do Campo de Caratinga) e na área do Pré-sal de Tracajá, próximo a Marlim Leste, em lâmina d'água de 1.366 metros, a 124 km da costa do Rio de Janeiro. Em 2011, foram descobertas no Pré-sal da Bacia de Campos as acumulações de Gávea e Forno.

A primeira produção de petróleo na camada do Pré-sal no Brasil teve início na Bacia de Campos, no Campo de Jubarte (Parque das Baleias), em 1º de setembro de 2008, por meio de um Teste de Longa Duração. Foi utilizada a plataforma FPSO Juscelino Kubitschek (P-34), que já produzia petróleo no Campo de Jubarte acima da camada de sal, desde dezembro de 2006. Foram investidos cerca de US\$ 50 milhões em adaptações na planta de processo da plataforma, na completação do poço 1-ESS-103A do Pré-sal e em sua interligação com a plataforma. O potencial de produção do primeiro poço é de 18.000 barris/dia, e seu desenvolvimento objetiva ampliar o conhecimento sobre as reservas do Pré-sal localizadas no Espírito Santo. A reserva do Pré-sal de Jubarte está localizada a cerca de 4.400 metros de profundidade, debaixo de camada de sal de cerca de 200 metros de espessura, a 80 quilômetros do litoral, o que torna as condições de produção mais favoráveis quando comparadas com a produção de petróleo dos campos do Pré-sal da Bacia de Santos. O fato da plataforma P-34 já estar produzindo petróleo no Campo de Jubarte do Pós-sal, e de se localizar a apenas 2,5 quilômetros de distância do Campo de Jubarte do Pré-sal facilitou a antecipação da produção nessa área geológica do campo, via Teste de Longa Duração.

O primeiro poço do Pré-sal começou a produzir em projeto definitivo (6-BFR-1-ESS), em 15 de julho de 2010, para a plataforma de produção Capixaba, do tipo FPSO, no campo do Pré-sal de Baleia Franca, cujo reservatório está localizado a 4.350 metros de profundidade. O FPSO Capixaba já estava instalado no local para o processamento da produção de petróleo dos campos do Pós-sal de Cachalote e Baleia Franca; por meio da conexão do poço do Pré-sal ao FPSO foram integradas as extrações de campos do Pós-sal com um campo do Pré-sal. A produção inicial do navio-plataforma - 63.000 barris de petróleo/dia - foi elevada

para a capacidade máxima de 100.000 barris/dia e 1,35 milhão de m³ de gás, com o total de seis poços produtores, sendo dois no Pré-sal de Baleia Franca e nove injetores de água. As características do petróleo e gás extraídos do Pré-sal (com altos teores de CO₂ e de H₂S de Baleia Franca) e do Pós-sal (óleo pesado de Cachalote) exigiram diversos ajustes tecnológicos na planta de processo e na metalurgia da plataforma, tendo sido aumentada sua capacidade de suportar as maiores temperaturas geradas no tratamento do petróleo pesado (Revista Petrobras, ago/set 2010). Em prosseguimento aos desenvolvimentos dos campos de petróleo do Parque das Baleias, no final de 2010 entrou em operação a plataforma FPSO P-57, com capacidade de processamento de até 180.000 barris/dia de petróleo e de 2 milhões de m³ de gás, provenientes da seção do Pós-sal do Campo de Jubarte.

Entrará em operação, em 2014, o FPSO P-58, produzido no Brasil com conteúdo local previsto de 58%, que produzirá 180.000 barris/dia de petróleo e 6 milhões de m³ de gás natural do Pré-sal e Pós-sal no Norte do Parque das Baleias.

A primeira descoberta no Pré-sal por empresa estrangeira foi realizada a 40 km de distância do Campo de Jubarte, em setembro de 2008, em dois poços perfurados pela empresa Anadarko, no Bloco Exploratório BM-C-30, Área Wahoo, em lâmina d'água de 1.417 metros. As estimativas iniciais de reservas de petróleo são de 300 milhões de barris.

Em maio de 2012, a PETROBRAS informou que as acumulações de petróleo descobertas no Bloco Exploratório BM-C-33, ao sul da Bacia de Campos, em fevereiro de 2012, informalmente conhecido como Pão de Açúcar (poço 1-REPF-12D-RJS) foram estimadas em 700 milhões de barris de petróleo e 545 milhões boe de gás natural. O poço, localizado a 195 quilômetros de distância da costa do estado do Rio de Janeiro, foi perfurado à profundidade de lâmina d'água de 2.800 metros e identificou uma coluna total de hidrocarboneto de cerca de 500 metros de espessura. A estimativa de reservas inclui as descobertas anteriores com os poços Seat e Gávea, em 2011. A operadora do Bloco BM-C-33 é a empresa Repsol Sonopec Brasil, que tem como sócias no consórcio a empresa Statoil, com 35% do capital, e a PETROBRAS, com 30%.

7.2. Implantação do primeiro sistema de produção no Pré-sal da Bacia de Santos

Para coordenar matricialmente as atividades de exploração e produção nas áreas do Pré-sal, a PETROBRAS criou, em abril de 2008, a Gerência Executiva de Pré-Sal, na Diretoria de Exploração e Produção. A primeira ação importante da Gerência foi a coordenação dos planos de avaliação de descobertas e a implantação do Teste de Longa Duração (TLD) e do primeiro sistema Piloto de produção na área de Tupi, em 2009 e 2010, respectivamente.

A implantação do sistema de produção da área de Tupi (atual Campo de Lula) está sendo realizada em três etapas: a) execução, em 2009 e 2010, de Testes de Longa Duração (TLD), para a avaliação do comportamento da produção dos poços e outros testes; b) implantação do Teste Piloto de produção para a avaliação dos resultados dos métodos de recuperação secundária das reservas, como a injeção de água-gás, e a adoção de novas tecnologias em plataformas de processamento; c) implantação do sistema definitivo de produção, com a incorporação dos conhecimentos adquiridos nas fases anteriores. As etapas iniciaram-se em maio de 2009.

O TLD de Tupi iniciou a produção em 1º de maio de 2009, com a utilização do navio plataforma FPSO Cidade de São Vicente; o navio foi convertido em Cingapura, ao custo total instalado de US\$ 500 milhões, com capacidade de produção de 30.000 barris/dia de petróleo e estocagem de 450.000 barris. Foi ancorado a cerca de 280 km de distância da costa do Rio de Janeiro, à profundidade de água de 2.140 metros, em sistema de ancoragem complacente – DICAS (Seção 6.5), com o uso de cabos de poliéster e âncoras tipo Torpedo. Durante a fase de testes recebeu a produção de dois poços, não simultaneamente, 1-RJS-646 e 9-RJS-660 (o segundo poço foi perfurado em 2009). A produção diária durante o TLD foi limitada a 14.000 barris/dia, para evitar queima de gás na atmosfera até que se equacionasse a exportação do gás natural. A primeira refinaria a receber a produção de petróleo do TLD de Tupi foi a Refinaria de Capuava, em 30 de junho de 2009, com 28,5° API, baixa acidez e baixo teor de enxofre.

Prosseguindo com o Programa de Avaliação da área foi iniciada, em 28 de outubro de 2010, a produção do Projeto Piloto de Tupi, com o FPSO Cidade de Angra dos Reis, constituindo-se no primeiro sistema definitivo de produção no Pré-sal da Bacia de Santos. O navio foi instalado em área próxima ao FPSO Cidade de São Vicente, à profundidade de 2.149 metros, conectado ao poço RJS-660 para testes técnicos. O Projeto Piloto tem o objetivo de complementar os dados técnicos colhidos durante o TLD, com informações sobre o reservatório, a produtividade e os níveis de produção, e comparar a produtividade de poços horizontais com poços verticais com vistas à concepção das futuras plataformas de produção que irão operar no Pré-sal. Foi iniciado com a produção de 15.000 barris/dia, tendo alcançado 28.000 barris/dia no final de 2010. O petróleo processado nos dois navios era escoado para navios aliviadores e transportado para terminais instalados em terra. O gás separado do óleo foi aproveitado para a geração de energia a bordo, sendo o excedente reinjetado no reservatório de petróleo no processo de produção ou exportado para terra.

Com a Declaração de Comercialidade das Áreas de Tupi e Iracema foram iniciados os Planos de Desenvolvimento da Produção das duas áreas. Com ca-

pacidade de produção final de 100.000 barris/dia de petróleo e cinco milhões de metros cúbicos de gás natural, o FPSO Cidade de Angra dos Reis dispõe de instalações para separar o CO₂ e o H₂S do gás natural e de reinjetar CO₂ nos reservatórios. A capacidade de estocagem é de 1,6 milhão de barris de petróleo. Foi efetivada nesse campo, em 2011, a primeira injeção de CO₂ para o aumento da produtividade da extração de petróleo no Pré-sal, e perfurado o primeiro poço horizontal no Pré-sal, em 2012.

Em dezembro de 2011, a produção conjunta de três poços produtores alcançou 65.000 barris/dia. No final de 2012 havia quatro poços em produção, com cerca de 90.000 barris/dia. Outros poços perfurados serão interligados ao projeto. Em todos os campos no Pré-sal, a produção, no final de 2012 era, aproximadamente, de 210.000 barris/dia.

Para o aproveitamento do gás natural dos campos de Lula e Cernambi a alternativa econômica mais favorável consistiu em sua exportação para a plataforma fixa de Mexilhão, localizada a 216 km, por meio de um gasoduto de 18 polegadas de diâmetro, a partir de setembro de 2011, contendo ainda de 2% a 5% de CO₂ residual; para a condução às instalações de tratamento de Caraguatatuba, em terra, está sendo utilizado o gasoduto de 34 polegadas de Mexilhão (Beltrão, *et al.*, 2009; Nakano, 2009; Formigli *et al.*, 2009; Marcusso, 2011).

7.3. Estratégias de coordenação de P&D no Pré-sal

Como foi visto no Capítulo 6 e no artigo especial sobre os fundamentos do Programa de Capacitação Tecnológica em Sistemas de Produção para Águas Profundas (PROCAP), o programa foi um suporte tecnológico fundamental para os avanços da PETROBRAS na exploração e na produção de petróleo em águas profundas da Bacia de Campos. No início do desenvolvimento dos campos do Pré-sal, o PROCAP 3.000 foi orientado (até março de 2011, quando foi desativado) para o desenvolvimento de tecnologias necessárias às condições da nova área petrolífera, como *risers* resistentes aos elementos corrosivos existentes nos hidrocarbonetos e projetos de plataformas de produção com completação seca, entre outros projetos.

Para coordenar o esforço tecnológico na área do Pré-sal a PETROBRAS criou, no final de 2007, o Programa Tecnológico para o Desenvolvimento da Produção dos Reservatórios do Pré-sal (PROSAL). A criação do programa está estreitamente relacionada a dois desafios tecnológicos e econômicos que a Companhia encontrou no Pré-sal: os altos custos dos poços perfurados e a necessidade de melhor conhecimento do tipo de rocha predominante, o calcáreo microbiano, um tipo de carbonato ainda pouco avaliado quanto às perfurações de poços. Diversos projetos de P&D foram iniciados a partir da criação do PROSAL, em

parceria com universidades brasileiras e internacionais e com a cadeia de fornecedores. Organizado em estrutura matricial, o programa coordena projetos em diversas áreas, como: a geometria de poço mais econômica e tecnicamente mais adequada, estudos de engenharia de reservatório, tecnologia de poços, garantia de escoamento de gás natural e petróleo, entre outras (Beltrão *et al.*, 2009; Revista Brasil Energia, out.2012).

Alguns exemplos de temas específicos que estão sendo pesquisados no âmbito do PROSAL são: a) pesquisas em tecnologias de perfuração de poços: fluídos de perfuração, modelo geomecânico em rochas de sal, modelo geomecânico das rochas sedimentares que formam o Pré-sal da região (os testes indicaram que são principalmente rochas carbonáticas microbiais), *liner drilling* (perfuração com o próprio revestimento do poço), mecanismos para renovação de poços, desenvolvimento de pasta de cimento resistente para as rochas de sal; tecnologia de perfuração a jato d'água; avaliação da produtividade de poços horizontais; b) tecnologias de reservatório: conhecimento da estratigrafia das rochas, levantamentos da geologia das estruturas das rochas, petrofísica, simulações e modelações de reservatórios, avaliações de mecanismos para a recuperação avançada de petróleo (*Enhanced Oil Recovery - EOR*)²⁰⁶; c) garantia de escoamento: os estudos incluem mecanismos para a inibição de depósitos de parafina e hidratos nos dutos e avaliações sobre o potencial de precipitação de asfaltenos no meio poroso das rochas dos reservatórios.²⁰⁷

As estratégias e projetos a serem implantados para viabilizar a produção comercial no Pré-sal foram formalizados em um novo programa, o Plano Diretor de Desenvolvimento Integrado do Polo Pré-sal da Bacia de Santos (PLANSAL). O PLANSAL programou os investimentos na nova área de forma integrada, abrangendo a delimitação das jazidas, desenvolvimento da produção, infraestrutura logística, escoamento do petróleo e gás e sua comercialização, estratégias de contratação de bens e serviços, desenvolvimento tecnológico, segurança operacional e capacitação de recursos humanos. O Plano Diretor é revisado, anualmente, para incorporar os conhecimentos adquiridos com os novos poços perfurados e aprimorar as estratégias comerciais.

Outro programa criado pela PETROBRAS para a gestão dos investimentos em pesquisa e para fortalecer parcerias com universidades e institutos de pesquisa

206. À medida que se aumenta a produção de um reservatório de petróleo, ao longo do tempo, sua pressão natural declina e diminui a produtividade, processo conhecido como *depleção*. Os métodos de recuperação avançada (terciária) de reservatórios visam melhorar a vazão, por meio do melhor descolocamento dos hidrocarbonetos no reservatório, obtendo-se ganhos de desempenho em relação à produção primária decorrente da pressão natural do reservatório e dos métodos de recuperação secundária, que envolvem a injeção de água, gás ou água-gás. Na recuperação avançada são injetados produtos químicos, gás carbônico ou efetivada a injeção de calor no reservatório (Fernández *et al.*, 2009; Thomas, 2004, p. 126).

207. O asfaleno é um hidrocarboneto pesado, capaz de formar depósitos orgânicos nas linhas de escoamento, entupindo-as (Ramos, 2001).

nacionais são as Redes Temáticas, criadas em 2006, entre as quais se encontram a Rede Galileu e os Núcleos Regionais de Competência. Nas Redes Temáticas, que receberam da Companhia R\$ 460 milhões anuais, foram identificados 49 temas estratégicos nas áreas de exploração e produção de petróleo e gás natural, refino, petroquímica, gestão tecnológica, e diversas outras; para a realização das pesquisas foram selecionados colaboradores, formando redes temáticas, às quais estão associadas dezenas de instituições de P&D para estudos de temas como geofísica aplicada, monitoração, controle e automação de poços, estruturas submarinas e pesquisa em bioprodutos. Os investimentos foram direcionados, no início das Redes, à construção de infraestrutura experimental nas instituições de pesquisas e universidades, que prepararam a base física para o desenvolvimento de projetos de P&D complexos. Estão envolvidas nas Redes, por meio da realização de pesquisas e compartilhamento de infraestrutura laboratorial, cerca de 100 universidades e instituições de pesquisa.

O aumento da integração com as instituições de pesquisa apresentou como resultados a construção de novas áreas laboratoriais, que alcançam tamanho equivalente a quatro vezes a área do CENPES, e a participação de aproximadamente quinze pesquisadores para cada pesquisador da PETROBRAS, voltados a estudos para a solução de desafios do Pré-sal nas instituições de pesquisa.²⁰⁸ No ano de 2010, do valor total de R\$ 1,8 bilhão aplicados em P&D e desenvolvimentos tecnológicos pela PETROBRAS, R\$ 517 milhões foram destinados a instituições de pesquisas e universidades (Panorama 2010, PETROBRAS). Além de sua sede na Ilha do Fundão, o CENPES dispõe de cinco Núcleos Experimentais, instalados em unidades operacionais da Companhia, para a realização de testes em escala semi-industrial, com os seguintes focos de pesquisa: Lubrificantes (Fortaleza-CE); Garantia de Escoamento e Processamento (Aracaju-SE); Biocombustíveis (Guanabara-RN); Tecnologia de Poço (Taqiipe (BA); Refino (São Mateus-PR).

Uma das principais redes formadas é a Rede Galileu, especializada em mecânica computacional, computação científica e visualização, formada por unidades de pesquisa multidisciplinares que atuam de forma articulada na solução de diversos problemas de engenharia enfrentados pela PETROBRAS na exploração e produção de petróleo e gás. Participam da Rede Galileu a Escola Politécnica da Universidade de São Paulo (Poli-USP), a Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), a Universidade Federal de Alagoas (UFAL), a Pontifícia Universidade Católica do Rio (PUC-Rio) e o Instituto Tecnológico de Aeronáutica (ITA). A Rede incluirá outras instituições que participarão como subsatélites da rede de pesquisa, no total de quatorze universidades.

208. Carlos Tadeu da Costa Fraga, Revista Petrobras, out.2010; PETROBRAS (20/4/2012); PETROBRAS, Fatos e Dados (6/5/2011).

Por meio da utilização de Tanque de Provas Numérico (ver Seção 6.5) e a maior rede de computadores do Brasil, os pesquisadores da Rede Galileu simulam nos laboratórios as condições ambientais extremas no mar a serem enfrentadas no desenvolvimento dos poços de petróleo da camada Pré-sal, como lâminas d'água acima de 2.500 metros de profundidade, ondas gigantes, tempestades, correntes marítimas, altas pressões e rochas de sal de até 2.000 metros de espessura. Entre os resultados a serem obtidos com a Rede Galileu encontram-se: soluções para manter a estabilidade das plataformas de produção de petróleo em alto mar; desenvolvimento de *software* de alta complexidade para análise estrutural e de engenharia dos campos de produção; desenvolvimento de sistemas computacionais de apoio à perfuração de poços em camadas salinas, em suas características físicas, que são necessários em função das peculiaridades das camadas, que as diferenciam das rochas exploradas na Bacia de Campos.²⁰⁹

O Parque Tecnológico da Universidade Federal do Rio de Janeiro, na Ilha do Fundão, próximo às instalações do CENPES, sedia o principal polo de P&D em petróleo no Brasil. No local, os laboratórios da COPPE desenvolvem pesquisas sobre materiais resistentes à corrosão, aços e ligas especiais, e projetos de novos equipamentos de processamento de petróleo a serem instalados no fundo do mar, com o objetivo de aliviar o peso das plataformas e diminuir os custos de produção.

Outro polo de P&D encontra-se no Núcleo Experimental de Tecnologias de Separação de CO₂, no campo terrestre de Miranga, em Pojuca (BA). Os investimentos incluem uma rede temática de mudança do clima e de captura e armazenamento de CO₂, que reúne doze instituições de P&D. Estão sendo testadas tecnologias de separação, captura e armazenamento de CO₂, que poderão contribuir para futuros projetos no desenvolvimento do Pré-Sal na Bacia de Santos, evitando emissões para a atmosfera.

No âmbito das Redes Temáticas, a criação dos Núcleos Regionais de Competência visa à reforma e criação de infraestrutura, à formação e capacitação de recursos humanos, o desenvolvimento de projetos de P&D e a prestação de serviços tecnológicos de interesse da PETROBRAS, em especial de seu Centro de Pesquisas e das Unidades de Negócios. Foram estabelecidos sete Núcleos, nos estados da Bahia, Sergipe, Espírito Santo, Rio Grande do Norte e Rio de Janeiro (três Núcleos), e estão em andamento estudos que objetivam a instalação de um Núcleo na cidade de Santos, SP, voltado para as tecnologias inseridas nos conceitos de Gerenciamento Integrado de Operações de Produção (GIOp).

209. Kazuo Nishimoto e Eduardo Setton (Coordenador do Laboratório de Computação Científica e Visualização (LCCV) - UFAL), "Rede de pesquisa tentará simular e solucionar desafios do Pré-sal", Herton Escobar, O Estado de S. Paulo, 3 de maio de 2009.

7.4. Os desafios tecnológicos na nova fronteira em exploração

A exploração, a produção e o transporte de hidrocarbonetos no Pré-sal vêm exigindo o desenvolvimento de novas tecnologias e novos procedimentos operacionais nas perfurações, na completação de poços, na extração e no processamento dos hidrocarbonetos nas plataformas, apropriados às condições prevalecentes no Pré-sal, assim como a adaptação de tecnologias já provadas em outros campos de petróleo. Os desafios decorrem, em termos gerais, como se discutiu no Capítulo 3, das condições ambientais e físicas presentes na produção *offshore*. Entre as condições difíceis que se apresentam, Beltrão *et al.* (2009) citam: reservatórios localizados em profundidades totais acima de 5.000 metros, sob camadas de sal de até 2.000 metros; alta razão de gás natural livre no escoamento gás-óleo (RGO); alta presença de gás carbônico (CO₂) e de gás sulfídrico (H₂S) nos hidrocarbonetos, além de altas pressões e baixas temperaturas no ambiente submarino. As perfurações no Pré-sal e o revestimento dos poços apresentam dificuldades em razão dos vários tipos de sal ao longo da camada, com suas diferentes taxas de deformação, que podem provocar o aprisionamento de tubos durante as perfurações e o colapso da coluna de revestimento; as movimentações da camada de sal e as altas pressões e temperaturas podem provocar danos nos revestimentos e causar o fechamento ou mesmo a perda do poço. Completações Inteligentes (ver Seção 6.4e) deverão ser bastante utilizadas no Pré-sal, por possibilitarem o controle a distância de seções do poço ou de todo o poço, a otimização da produção e a redução de intervenções corretivas (Beltrão *et al.*, 2009; Alves *et al.*, 2009).

Para atender às necessidades de pesquisas e desenvolvimentos, os recursos alocados para P&D na PETROBRAS, para todas as áreas, vêm apresentando ritmo acelerado nos últimos três anos, tendo se elevado de US\$ 685 milhões em 2009, para US\$ 989 milhões, em 2010, e para US\$ 1.454 milhões, em 2011. A soma dos valores gastos no período 2009-2011 ficou concentrada na área de Produção, que absorveu 48% do total, ficando os demais gastos em P&D distribuídos nas áreas de refino e abastecimento (21%), exploração (11%), meio ambiente (11%), gás e energia (6%) e demais áreas (3%). Dada a receita bruta da Companhia de US\$ 145,9 bilhões, em 2011, os dispêndios em P&D representaram 1% naquele ano (PETROBRAS, 20/04/2012).

A seguir são comentados, com base principalmente em estudos técnicos da PETROBRAS, os principais temas que estão demandando esforços de P&D para a produção de hidrocarbonetos do Pré-sal. O Diagrama 2 fornece uma ilustração dos temas tecnológicos.

DIAGRAMA 2

Desafios tecnológicos do Pré-sal



Elaboração do autor, com base em PETROBRAS at a *Glance* (2010).

Conhecer e caracterizar com detalhes o tipo de rocha que abriga as jazidas de petróleo

As rochas dos reservatórios do Pré-sal da Bacia de Santos são formadas, principalmente, por carbonato microbial, um tipo de rocha ainda pouco conhecida quanto às suas características na produção de petróleo; possuem heterogeneidades ao longo do perfil vertical, não obstante constituírem rochas mais consolidadas do que as de arenito da Bacia de Campos. Estudos sísmicos estão sendo desenvolvidos para melhorar as imagens até agora levantadas, para a obtenção de informações sobre as propriedades físicas, mecânicas, químicas e térmicas dos reservatórios e para a identificação dos níveis onde ocorrem os contatos água-petróleo (*fluid contacts*), com o objetivo de definir os trechos que contêm petróleo

nos reservatórios.²¹⁰ O prévio conhecimento da rocha contribui com informações para as decisões a serem tomadas a respeito das perfurações e da completação dos poços. Em 2010, a PETROBRAS descobriu um microfóssil que permitiu melhorar o conhecimento sobre o posicionamento de reservatórios em diferentes profundidades no Pré-sal. Engenheiros e geólogos da Companhia viajaram para diversos países para conhecerem locais onde existem afloramentos de rochas de calcáreo microbiais para complementar as informações recolhidas no Brasil por meio de amostras retiradas em perfurações, dos dados sísmicos e dos Testes de Longa Duração.²¹¹

Um dos objetivos procurados com o melhor conhecimento das rochas é avaliar como se comportará o fluxo do petróleo nos reservatórios e definir os mecanismos de recuperação secundária e terciária a serem utilizados para aumentar a produção. O mecanismo mais utilizado para a estimulação de poços é a injeção de água, com a função de varrer os poros da rocha e empurrar o petróleo para os poços produtores, como ocorre nos reservatórios dos campos de Marlim, Albacora, Barracuda, Caratinga e Roncador, formados por rochas areníticas. A quantificação da aplicação de água no aumento da produção dos reservatórios representa um dos resultados na fase de levantamento de informações, que estão sendo conhecidos com maior precisão com o teste Piloto de Tupi (Beltrão *et al.*, 2009, p. 6).

Outro objetivo é aumentar a taxa de penetração das brocas nas perfurações das rochas dos reservatórios, que se tornam mais duras com o aumento das profundidades. Com o conhecimento das características das rochas, pode-se melhorar a taxa de penetração (ROP) na rocha e, assim, diminuir os custos de perfuração de poços (Beltrão *et al.*, 2009; Formigli *et al.*, 2009).

Definições sobre a geometria dos poços

A camada de sal da Bacia de Santos é formada por evaporitos, que resultaram da evaporação da água do mar no processo de separação continental da América do Sul e África. São compostas de diferentes tipos de sal, com níveis diferenciados de taxas de deformação quando perfuradas, que podem se comportar como fluidos; essas características podem provocar o colapso do poço e criar dificuldades operacionais na sua completação. Os poços perfurados podem apresentar longas extensões totais, de até 8.000 metros, que incluem poços direcionais com elevada

210. Para pesquisar as rochas carbonáticas, as coquinas calcárias e demais tipos de rochas dos depósitos de petróleo, a PETROBRAS financiou a construção do UNESPetro, um centro de geociências voltado para a pesquisa e o ensino aplicados à indústria do petróleo, em parceria com a Universidade Estadual Paulista. Na área de pesquisas de processos e equipamentos para a extração de petróleo, novos materiais para o Pré-sal e a redução de emissões nos combustíveis foram destinados recursos no valor de R\$ 100 milhões para a construção de centros de pesquisa na Universidade Federal de São Carlos (UFSCar) e na Universidade de São Paulo – *Campi* de São Paulo (Butantã) e de São Carlos.

211. Revista Brasil Energia, artigo “O óleo tem de chegar”, out.2012.

inclinação e poços quase horizontais. A perfuração sem a geometria correta pode causar desmoronamentos, o que leva à necessidade de se avaliar se o poço em determinado lugar será horizontal, inclinado ou vertical. A geometria correta pode também garantir maior vazão e economia de custos, ao permitir utilizar menor número de poços. Simulações em computador estão levantando dados técnicos para ajudar a definir o número de poços a serem perfurados, com dados sobre os custos de completação e a produtividade. Nos arenitos da Bacia de Campos, acima da camada de sal, foi demonstrado que a melhor solução foi a perfuração horizontal, mas a perfuração de poços de longo alcance (*ERW-Extended Reach Well*)²¹² em grossas camadas de sal ainda é rara no mundo. Os testes nos Sistemas Piloto dos campos ajudarão a indicar as melhores geometrias (Alves *et al.*, 2009; Beltrão *et al.*, 2009).

Materiais adequados para o revestimento de poços

Na completação de poços de petróleo as rochas perfuradas são revestidas com tubos de aço, preenchendo-se o espaço entre a camada de aço e a rocha com cimento especial. No caso de trabalhos de completação na camada de sal, a característica que apresenta maiores desafios é a sua maleabilidade. Para que a pressão do sal e sua movimentação, ao longo do tempo, não deformem o aço que reveste o poço, causando seu fechamento, estão sendo desenvolvidos materiais mais resistentes, capazes de suportar a pressão da camada de sal e da coluna d'água, condicionado a que o peso excessivo do aço ou do revestimento não prejudique a capacidade da plataforma de perfuração no processo de descida dos equipamentos no poço. Dado esse condicionante, os estudos quanto às exigências de resistência e limites de peso levam à necessidade de se encontrar um ponto de equilíbrio entre essas variáveis.²¹³ Por outro lado, se o espaço entre o revestimento de aço e a rocha de sal não for corretamente preenchido, podem ocorrer deformações no revestimento de aço devido aos movimentos do sal. Assim, as pesquisas são dirigidas para se encontrar soluções que permitam a preservação da integridade estrutural do poço, com duração de pelo menos 25 anos, sem que ocorram colapsos nos revestimentos, com o conseqüente fechamento do poço, e se evitem perdas de brocas ou o seu aprisionamento ao longo do perfil de perfuração (Beltrão *et al.*, 2009).

Separação do CO₂ do gás natural e remoção do H₂S

Os primeiros testes realizados nos poços do Pré-sal de Santos indicaram alta presença de gás sulfídrico (H₂S) e altos teores de dióxido de carbono (CO₂) associados ao gás natural, em proporção média de 12%, que pode variar de 8% a mais de

212. Poço em que a relação entre o afastamento horizontal e a profundidade vertical do objetivo da perfuração é igual/ maior que 2,5; esse valor determina o nível de criticidade do poço (Fernández *et al.*, 2009).

213. Cristiano Sombra, Coordenador do PROSAL (Revista Pesquisa Fapesp, nº 152, out.2008).

30%, representando problema a ser equacionado, dado a necessidade de se limitar as emissões de CO₂ na atmosfera. Os planos de produção incluem a construção de plataformas flutuantes compactas para separar o CO₂ do gás natural, com a finalidade de utilizar o CO₂ como um dos mecanismos de injeção nos reservatórios para a recuperação avançada de reservas (*Enhanced Oil Recovery* - EOR), sujeito às avaliações de custos das reinjeções. Os estudos estão considerando ainda outro tipo de risco na injeção de CO₂ junto ao gás natural nos reservatórios: a ocorrência de depósitos de asfalto, uma fração pesada dos fluidos de petróleo capaz de formar depósitos orgânicos no reservatório e nas linhas de fluxo. Quanto à remoção do gás sulfídrico (H₂S) do petróleo, está sendo estudado o uso de equipamentos com essa finalidade nas plataformas (Neto *et al.*, 2009; Beltrão *et al.*, 2009).

Garantia de Escoamento

Um desafio quanto às linhas de fluxo e *risers* que vão conduzir os hidrocarbonetos do Pré-sal desde os poços até as plataformas encontra-se na possibilidade de ocorrerem depósitos de parafinas, hidratos e asfalto, que podem restringir ou obstruir a passagem de gás e petróleo. Esse fenômeno resulta da perda de calor nos dutos, favorecendo a formação de depósitos orgânicos.²¹⁴ As soluções para garantir o fluxo do petróleo consistem na construção de *risers* com isolamento térmico, capazes de manter a temperatura dos fluxos de petróleo e gás acima da temperatura de formação de hidratos e parafinas, ou na remoção daqueles depósitos no interior do tubo com o uso de *pigs*, que funcionam como um raspador, ou na injeção de aditivos químicos para dissolver ou inibir a formação de depósitos de produtos orgânicos. Novas concepções de *riser* com alta eficiência no isolamento térmico estão sendo desenvolvidas para operação em lâminas d'água superiores a 2.500 metros. Os estudos analisam o comportamento estrutural e mecânico dos *risers*, com o objetivo de evitar que sofram fadiga mecânica em razão da vibração em contato com as correntezas, em projetos de parceria entre a PETROBRAS, a Universidade de São Paulo e as empresas fabricantes.²¹⁵ Na área química, pesquisas estão sendo desenvolvidas para se chegar à formulação de inibidores químicos apropriados a cada situação de petróleo do Pré-sal, com a propriedade de se manterem atuantes em variadas condições de temperatura e pressão em toda a extensão dos dutos de produção (Beltrão *et al.*, 2009; Neto *et al.*, 2009).

Para lâminas d'água acima de 3.000 metros novas estruturas com materiais mais leves para a confecção de *risers* deverão ser criadas, pois, com o aumento das

214. Como é elevada a temperatura do petróleo e com pressão interna muito grande, e estando a camada externa dos dutos em contato com a água do mar em baixa temperatura, em torno de 4-5° Celsius, a perda de calor nos fluidos que saem do poço favorece a formação de parafinas e hidratos.

215. Cf. Celso Pesce, Departamento de Engenharia Mecânica da Politécnica/USP, Rede de Estruturas Submarinas, uma das redes que a PETROBRAS mantém com instituições de pesquisas no País (Revista Pesquisa FAPESP nº 152, out. 2008).

profundidades igualmente aumenta o peso desses componentes que, normalmente é integralmente suportado pela plataforma.

Controles de corrosão

O dióxido de carbono (CO_2) e o gás sulfídrico (H_2S) existentes nos hidrocarbonetos do Pré-sal, e ainda a alta presença de cloreto na água, constituem elementos contaminantes, com potenciais efeitos de corrosão nos materiais fabricados em aço que ficarão expostos aos fluidos produzidos, como a coluna de produção no interior dos poços e os *risers* de aço; pode ocorrer ainda fadiga nos materiais, no caso do H_2S (Sotomayor, 2011). Já foi verificado que o uso de produtos químicos inibidores da corrosão não representa, em prazos longos, solução para evitar esse problema nos materiais, razão pela qual nos locais submarinos com alta pressão haverá necessidade da utilização de ligas de metais e aços especiais nos equipamentos. Os resultados dos estudos relativos às especificações dos aços especiais e ligas indicados para as condições ambientais no Pré-sal de Santos podem ser encontrados em Beltrão *et al.* (2009).

Sistemas de ancoragem de plataformas

A PETROBRAS utiliza um grande número de UEPs (Unidades Estacionárias de Produção) do tipo flutuante, ancoradas com cabos de poliéster, em águas com profundidade próxima de 1.800 metros, na Bacia de Campos. No Polo do Pré-sal de Santos, além de águas mais profundas um fator que poderá dificultar a produção de petróleo deve-se a ondas do mar até 40% mais altas que nas áreas produtoras da Bacia de Campos, efeito que é acrescido pela maior distância da costa. Essa condição acarretará o aumento das linhas de amarração das UEPs do tipo FPSO, de cerca de 20 para 24 linhas (Beltrão *et al.*, 2009, p. 10).

Transporte do gás natural

Várias situações novas deverão ser enfrentadas na extração, processamento e transporte do gás natural do Pré-sal de Santos para os terminais em terra. O petróleo e o gás serão extraídos em ambiente com ondas e ventos fortes e altas profundidades da lâmina d'água; essas condições dificultam a ancoragem das UEPs e a estabilidade dos *risers* que elevam o gás para as mesmas. Para o transporte até a costa, a construção de gasoduto enfrenta situações desafiadoras: distâncias de 300 km; profundidade da lâmina d'água de 2.200 metros ou mais; e diâmetro do duto acima de 18 polegadas. Uma solução em estudo é a construção de navios-plataforma dotados de unidades para a transformação do gás natural em estado gasoso para gás natural liquefeito (GNL), através da redução do seu volume para que possa ser transferido para navios-tanque de transporte. O GNL e todo o sistema operacional, a exemplo do duto de transferência do gás natural da plataforma para o navio

de transporte e seu tanque deverão ficar preservados a baixas temperaturas (-120° a -161° Celsius). A manutenção do tanque a baixas temperaturas deve obedecer à tecnologia apropriada quanto ao material utilizado em sua construção, a fim de manter sua integridade, uma vez que o metal, quando muito frio, se torna frágil e passível de trincamento.²¹⁶ Os estudos relativos à conservação do gás natural em baixas temperaturas e ao transbordo sob condições de movimentação da plataforma no mar, junto às diversas questões envolvidas na utilização dos equipamentos, estão sendo coordenados pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, participante de grupo de desenvolvimento de sistemas da PETROBRAS, por meio do Departamento de Engenharia Naval e Oceânica, que realiza simulações no Tanque de Provas Numérico (TPN), especializado em hidrodinâmica (a solução para o aproveitamento do gás natural do Campo de Lula foi descrita na Seção 7.2).

Finalmente, a grande distância das áreas onde os hidrocarbonetos do Pré-sal serão produzidos e as condições do meio-ambiente onde se localizam os reservatórios levantam diversos problemas de logística que precisam ser equacionados, conforme informam Formigli *et al.* (2009). As soluções dizem respeito aos meios mais eficientes, seguros e econômicos para o transporte de pessoal, como: barcos e helicópteros, entrega de materiais nas plataformas, disponibilidade de barcos para o lançamento de tubulações e cabos, disponibilidade de plataformas de perfuração e de intervenção (para reparos, limpezas e inspeção nos equipamentos submarinos, dutos de produção e poços), além de terminais para a exportação do gás natural, entre outros. Como se verifica pelos problemas logísticos citados, as movimentações de barcos, plataformas de perfuração e materiais em geral serão intensas na região do Pré-sal, dada a magnitude do empreendimento.

7.5. Fases do desenvolvimento da produção no Pré-sal da Bacia de Santos

A implantação em fases do sistema de produção de uma área promissora em hidrocarbonetos visa garantir condições de flexibilidade para eventuais alterações nos planos de desenvolvimento, ao mesmo tempo em que se ganha tempo para reduzir as incertezas sobre a potencialidade do reservatório. A adoção de estratégia em fases bem delimitadas é facilitada pelo conhecimento adquirido pela PETROBRAS das tecnologias de produção em águas profundas, e pelo fato de poder contar com parque industrial com larga experiência na produção de equipamentos para o setor de petróleo no Brasil.²¹⁷

As três fases no desenvolvimento da Bacia de Santos são, tal como inicialmente planejadas: Fase 0, para a coleta de dados e informações; Fase 1A, em que

216. Kazuo Nishimoto (revistapesquisa.fapesp.br).

217. Entrevista com o engenheiro. Maurício Werneck de Figueiredo, em 31/07/2009, Coordenador do PROCAP 3.000, de abril de 2006 a setembro de 2010.

ocorrerá o desenvolvimento definitivo do sistema de produção, utilizando-se tecnologias conhecidas; e Fase 1B, com a adoção de soluções tecnológicas avançadas no desenvolvimento da produção em maior escala (Formigli *et al.*, 2009).

Fase 0

Na Fase 0, com duração de 2008 a 2012, os reservatórios foram delimitados, avaliados e caracterizados, por meio de Testes de Longa Duração, proporcionando informações sobre a produção primária e os resultados da aplicação de mecanismos de recuperação secundária dos hidrocarbonetos. O TLD de Tupi foi o primeiro de uma série a ser implantada no Pré-sal. Nessa fase, os materiais utilizados na perfuração, na completação, nos equipamentos submarinos de extração e de elevação dos fluidos e nos equipamentos de processamento da produção das plataformas foram avaliados, diante das condições ambientais difíceis, como águas profundas, altas pressões e a presença de elementos contaminantes nos hidrocarbonetos.²¹⁸ Essas informações são de fundamental importância para o desenvolvimento definitivo dos reservatórios no Pré-sal.

Os poços perfurados nessa fase levantaram informações para ajudar a descrever a geologia dos reservatórios (poços testemunhos); outros poços serão selecionados para serem completados com novos materiais, para utilização em TLDs ou na etapa Piloto.

Foram desenvolvidos, de 2009 a 2012, cinco Testes de Longa Duração no Pré-sal da Bacia de Santos, com o objetivo de ampliar o conhecimento dos novos reservatórios: Tupi, Guará, Lula NE, Carioca NE e Iracema Sul. O TLD de Tupi foi realizado de maio de 2009 a dezembro de 2010 (Seção 7.2); o TLD da área de Guará (Campo de Sapinhoá) foi desenvolvido de dezembro de 2010 a julho de 2011, com o poço produtor SPS-55; a produção foi iniciada com o FPSO Dynamic Producer, um FPWSO da modalidade “piloto itinerante de produção e avaliação” (ver Seção 6.4, p), instalado a 2.140 metros de lâmina d’água, com capacidade de produção de 30.000 barris de petróleo/dia; foi convertido em Cingapura, com equipamentos adaptados para processar petróleo com alto teor de CO₂ e H₂S. Em 2011 entraram em operação os seguintes TLDs: a) Lula NE, de abril a novembro/2011, com o FPSO Cidade de São Vicente; b) Carioca NE, de outubro/2011 a fevereiro/2012, com o FPSO Dynamic Producer, que foi deslocado de Guará para essa área; o teste de longa duração no poço 3-SPS-74 de Carioca NE apontou potencial de produção de aproximadamente 28.000 barris por dia. Em fevereiro de 2012 entrou em operação o TLD de Iracema Sul (PETROBRAS, 20.09.2012b).

218. Estão sendo estudadas, em parcerias com universidades, diversas alternativas para a disposição do CO₂ a ser captado na Bacia de Santos, para minimizar as emissões na atmosfera, como: reinjeção nos reservatórios para elevação dos fatores de recuperação dos hidrocarbonetos; injeção em aquíferos salinos; injeção em reservatórios já esgotados, e a injeção em cavernas a serem construídas na camada de sal (Formigli *et al.*, 2009).

Em março de 2012, o FPSO Cidade de São Vicente iniciou operação de testes na área de Iracema. A plataforma foi conectada ao poço RJS-647, em águas com profundidade de 2.212 metros para a produção, no período do teste, de cerca de 10.000 mil barris/dia de petróleo. A plataforma operou na área por um período aproximado de seis meses, coletando informações técnicas sobre o comportamento dos reservatórios, o escoamento do petróleo nos dutos submarinos e outros dados. Em agosto de 2012, o FPSO Cidade de Anchieta começou a produzir hidrocarbonetos no Pré-sal do Projeto Baleia-Azul, que integra os campos de Baleia Azul, Jubarte e Pirambu; o navio foi construído em Cingapura.

Fase 1A

A fase seguinte do desenvolvimento da Bacia de Santos, Fase 1A, se estenderá de 2013 a 2017. Serão utilizadas tecnologias já dominadas ou que possam ser rapidamente absorvidas. Nessa fase, diversos fatores ainda desconhecidos deverão ser equacionados, como o melhor conhecimento dos volumes de hidrocarbonetos que poderão ser recuperados, o comportamento da produção no longo prazo e o valor de mercado da produção. Após esses conhecimentos, as áreas que sinalizarem os menores riscos técnico-econômicos serão selecionadas para receber UEPs do tipo FPSO.

As incertezas comentadas dependem, para sua superação, da realização de testes variados com novos materiais e processos, e de avaliações sobre o comportamento dos equipamentos submarinos. Os seguintes itens serão avaliados: verificação das formas mais produtivas de recuperação secundária das reservas de hidrocarbonetos (que podem consistir de injeção de água, gás, ou água alternada com gás e CO_2); comportamento das instalações de processamento nas plataformas diante da presença de CO_2 e H_2S nos hidrocarbonetos; definição das distâncias máximas entre os poços e as plataformas, frente a questões associadas à garantia de escoamento (controle de parafinas e hidratos nos dutos) (ver Seção 6.4, h); as conformações de poços a serem perfurados abaixo da grossa camada de sal, tais como os multifaturados (técnica pela qual a rocha que contém petróleo é fraturada em pontos pré-escolhidos, depois do poço revestido e cimentado, com o propósito de escolha dos pontos do reservatório onde há petróleo - o poço multifaturado evita a produção de água e, portanto, aumenta a vazão de petróleo); o desempenho dos materiais utilizados nos poços e nos equipamentos submarinos diante da presença dos gases contaminantes CO_2 e H_2S ; o funcionamento dos cabos de ancoragem dos FPSO em grandes profundidades; o comportamento dos dutos rígidos e flexíveis; processos eficientes de instalação de dutos, cabos e equipamentos submarinos; o desempenho do *coupled systems* para FPSO (consiste em um método de análise das interações entre os movimentos desse tipo de UEP e os movimentos dos *risers*), considerando *risers* em catenária e dutos rígidos co-

nectados em *lazy wave* (protege o ponto de encontro do *riser* com o solo submarino, por meio de flutuadores instalados nos *risers*); *risers* rígidos de aço revestidos com aço inoxidável para proteção contra os elementos químicos contaminantes presentes nos hidrocarbonetos; novas soluções de logística.

Também o processamento do gás natural nas plataformas exigirá novas soluções na planta de processamento, dadas as limitações no tamanho das plataformas FPSO quando construídas por adaptação de cascos de antigos navios petroleiros. Haverá necessidade de espaço na plataforma para equipamentos de separação da água e retirada dos gases CO_2 e H_2S , e para os procedimentos de injeção de água do mar nos reservatórios para a manutenção da pressão na produção de hidrocarbonetos.

Nesta fase, a continuidade dos planos de desenvolvimento do Pré-sal envolve a entrada em operação, em 2013, de pelo menos dois projetos piloto para o início da produção comercial: a) em janeiro de 2013, o FPSO Cidade de São Paulo iniciará a produção comercial com o Projeto Piloto do Campo de Sapinhoá (antiga área de Guará, cuja Declaração de Comercialidade foi efetivada em dezembro de 2011), com reservas recuperáveis estimadas em 2,1 bilhões de barris de petróleo (boe) de boa qualidade, com 30° API; b) em maio de 2013 terá início o Projeto Piloto do Campo Lula NE, com a entrada em operação do FPSO Cidade de Paraty, com capacidade de 120.000 barris/dia de petróleo; o casco do FPSO foi construído em Cingapura e os quinze módulos de processo construídos integrados no Brasil. Poderão ser iniciados, em 2013, os TLDs de Sapinhoá Norte e Franco.

No ano de 2014 está previsto o início da produção, em bases comerciais, dos Campos de Sapinhoá Norte (FPSO Cidade de Ilhabela), Iracema Sul (FPSO Cidade de Mangaratiba), e Norte do Parque das Baleias (FPSO P-58). Os campos citados e os demais que começarão a produzir hidrocarbonetos no período 2012-2018 estão listados na Tabela 9.²¹⁹

219. Os campos da tabela referem-se apenas ao Pré-sal; outros campos *offshore* estarão entrando em produção, como se observa em PETROBRAS (17/04/2012 e 20/09/2012b); Revista Brasil Energia, nº 382, set. 2012.

Tabela 9
Novos campos de produção de petróleo e gás no Pré-sal - Bacias de Santos e Campos (2012 -2018)

2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Baleia Azul	Sapinhoá (Teste Piloto)	Sapinhoá Norte	Iracema Norte	Lula Alto	Lula Ext. Sul	Franco 4
-	Lula Nordeste (Teste Piloto)	Iracema Sul	-	Lula Central	Iara Horst	Sul de Guará
-	-	Norte Parque das Baleias	-	Lula Sul	Tupi Nordeste	Júpiter
-	-	-	-	Franco 1	Carimbé	Carcará
-	-	-	-	Carioca 1	Iara NW	Franco 5
-	-	-	-	Lula Norte	Franco 3	Espadarte I
-	-	-	-	Franco 2	-	-

Fonte: PETROBRAS (nov. 2012); elaboração do autor.

Fase 1B

A fase final, Fase 1B, a ser iniciada após 2017, servirá como laboratório de campo para o desenvolvimento de novas tecnologias. Serão incorporadas inovações tecnológicas não convencionais, em alta escala, para completar o desenvolvimento definitivo das áreas em produção do Pré-sal, com foco na redução de custos e na otimização das taxas de recuperação das jazidas (Neto *et al.*, 2009).

As principais tecnologias inovadoras a serem desenvolvidas para o Pré-sal são as seguintes:²²⁰

a) Utilização de sistemas de produção com completação seca em plataformas dos tipos TLP, SPAR, FPDSO (descrições de tipos de plataformas na Seção 4.1) e outras até agora não utilizadas ou pouco utilizadas no Brasil. O sistema SPAR é adequado para águas profundas, pois tem completação seca e a plataforma se posiciona sobre o poço (Beltrão *et al.*, 2009). Contudo, os primeiros sistemas de produção implantados no Pré-sal foram constituídos por completação submarina;

b) Previsão de aplicação de novos conceitos operacionais nas plataformas de produção, com foco em controles remotos automáticos digitais, que proporcionarão gerenciamento integrado e envolvendo demais recursos existente em terra, atuando em sintonia e sob tempos adequados de atuação, possibilitando ganhos em segurança pessoal pela redução do pessoal a bordo;

220. Conforme descritas em Formigli *et al.* (2009) e Beltrão *et al.* (2009).

c) Utilização de sistema de completação seca e perfuração de poços de longo alcance (*Extended Reach Wells*). Visto que os reservatórios carbonáticos são mais heterogêneos verticalmente e mais complexos, podem exigir intervenções frequentes para a restauração da produtividade. Se essa expectativa for confirmada pelos TLDs, a completação seca poderá ser mais apropriada quando comparada à completação submarina, em razão de haver uma sonda dedicada na unidade de produção para a realização de intervenções, que evita a necessidade de mobilização de sondas flutuantes de perfuração para aquele fim. Porém, para se utilizar unidades de completação seca, onde todos os poços ficam agrupados abaixo da plataforma de produção, são necessários poços de grande afastamento horizontal para se conseguir a drenagem adequada do reservatório. Como a perfuração de poços com grande desvio através das rochas de sal representa um dos pontos mais críticos na perfuração, os poços com grande afastamento horizontal estão sendo meticulosamente estudados (Beltrão *et al.*, 2009);

d) Sistemas de captura, transporte e armazenamento geológico do dióxido de carbono (CO₂), por meio do Programa de Desenvolvimento de Tecnologias para o CO₂ (PRO-CO₂). Entre as medidas estudadas estão a reinjeção do dióxido de carbono nos reservatórios com o objetivo de se aumentar a recuperação de reservas; armazenamento do gás em aquíferos salinos sob o fundo do mar; reinjeção em reservatórios de gás já exauridos e estocagem em cavernas na camada de sal, com o que se evitariam emissões na atmosfera terrestre;

e) Novos conceitos para os sistemas submarinos, como o processamento primário no fundo do mar dos fluidos extraídos (Seção 3.1);

f) Plataformas centrais (*Hubs*) para o processamento e exportação de gás natural e para a injeção nos poços;

g) Construção de plataformas flutuantes para gás natural liquefeito (FLNGs) para exportação do gás, dadas as grandes distâncias entre os locais de produção e os terminais de gás em terra, que dificultam a construção de gasodutos. Visto que os estaleiros ainda se encontram na curva de aprendizagem de FLNG, os seus custos podem ser altos devido à baixa competição e à falta de mão de obra especializada.

7.6. O Pré-sal e o novo ciclo de inovações tecnológicas

A produção comercial na região do Pré-sal foi iniciada, em sistema definitivo, em dezembro de 2010, nos campos de Lula e Cernambi e, de acordo com os planos de investimentos da PETROBRAS, seguirá ritmo programado de crescimento nos anos seguintes. As estimativas de produção para os campos do Pré-sal, até 2020, são as seguintes: a) em 2016 estarão sendo produzidos pela Companhia

750.000 barris/dia de petróleo no Pré-sal e 2,5 milhões de barris/dia no Brasil, representando a produção do Pré-sal 30% do total; b) em 2020 a produção do Pré-sal alcançará 2 milhões de barris/dia, nas áreas sob concessão (28%) e nas áreas sob Cessão Onerosa (19%), representando o Pré-sal 47% da produção total de 4,2 milhões de barris/dia da empresa no Brasil (PETROBRAS, Plano de Negócios e Gestão 2012-2016).

Para alcançar a produção prevista em 2016 estarão sendo investidos pela PETROBRAS, em todo o País, no período 2012-2016, US\$ 131,6 bilhões em Exploração e Produção (US\$ 26,3 bilhões/ano), sendo US\$ 89,9 bilhões no desenvolvimento da produção, US\$ 25,4 bilhões em explorações e US\$ 16,3 bilhões em infraestrutura e suporte. Os investimentos totais previstos para o período 2012-2016, que incluem US\$ 10,7 bilhões em investimentos internacionais, alcançam US\$ 236,5 bilhões, dos quais US\$ 27,8 bilhões se encontram ainda em avaliação.

Para realizar aquelas metas de produção, a PETROBRAS ampliou a contratação de plataformas de perfuração, de 16 unidades, em 2010, para 26, em 2011, e para 40 em 2012, para águas acima de 2.000 metros de profundidade. Além de aumentar as contratações de sondas no exterior, foram iniciadas as contratações de 28 plataformas a serem construídas no Brasil (22 navios-sonda e seis semisubmersíveis), com a empresa Sete Brasil. A entrega das unidades, com requisitos de conteúdo local entre 55% e 65%, ocorrerá a partir de 2016. A execução do projeto considera a construção de novos estaleiros no País, além da utilização da infraestrutura já existente. As plataformas poderão operar em profundidades de água de até 3.000 metros, com capacidade de perfurar poços de até 10.000 metros de extensão.²²¹

Quanto ao número de plataformas de produção (UEPs), a Companhia dispunha, em 2012, de 126 UEPs, constituídas por navios FPSO, plataformas semisubmersíveis, plataformas *jack-up* e plataformas fixas. Para o desenvolvimento da produção dos campos do Pré-sal e demais campos, esses números serão acrescidos de 38 novas UEPs flutuantes, de 2012 a 2020, sendo dezenove UEPs flutuantes até 2016. As oito primeiras plataformas, do tipo FPSO (que processarão o petróleo do Pré-sal nos campos em desenvolvimento dos Blocos Exploratórios BMS-09 e BMS-11) foram licitadas em 2010 e serão construídos no Rio Grande do Sul, com índice de conteúdo local previsto de 73%.²²² As plataformas FPSO

221. PETROBRAS, Plano de Negócios e Gestão 2012-2016; PETROBRAS (20/09/2012a).

222. A construção dos oito cascos foi encomendada pelas empresas PETROBRAS, BG Group, Galp Energia e Repsol à Engevix, empresa ganhadora da concorrência. Seis FPSO operarão nos campos de Lula e Cernambi e dois nos campos de Carioca e Guarã (Revista Petrobras, nº 164). Em julho de 2012 foram assinados contratos, no valor de US\$ 4,5 bilhões, para a construção e integração dos primeiros seis módulos *topside* (planta de processo, utilidades e alojamento) das oito plataformas replicantes FPSO (PETROBRAS, Comunicados e Fatos Relevantes, 19/07/2012). A relação das 38 plataformas de produção encontra-se em PETROBRAS (20/09/2012a, slide 10).

(designadas P-66 à P-73), com cascos idênticos e produzidas em série, começarão a entrar em operação em 2016, possuindo, cada uma, capacidade de processamento diário de 150.000 barris de petróleo e estocagem de 1,67 milhão de barris. Os cascos e os módulos e equipamentos a serem incorporados aos cascos terão produção padronizada, refletindo estratégias de redução de custos e de aceleração do início da produção de petróleo e gás nos novos campos em desenvolvimento. O petróleo processado nos FPSOs será embarcado em navios-tanque para terminais localizados em portos no continente. Para 2020, estima-se que estarão em atividades de produção de petróleo para a PETROBRAS 94 UEPs flutuantes (FPSO e semissubmersíveis) e 83 plataformas fixas (jaquetas e TLWP), totalizando 177 UEPs.

O ritmo dos investimentos no Pré-sal vem sendo condicionado pela capacidade de oferta de bens e serviços por parte da cadeia nacional fornecedora de bens e serviços, isto é, os estaleiros nacionais, as empresas de partes e peças para a indústria naval e as empresas de equipamentos submarinos. Essa contingência é decorrente da necessidade do atendimento das exigências de conteúdo nacional mínimo nos bens e serviços adquiridos pelos consórcios com contratos de exploração e produção com a ANP. Enquanto isso, espera-se que a engenharia nacional, as empresas de pesquisas tecnológicas, a base científica e tecnológica do País e os serviços de formação de mão de obra se engajem no processo de fornecimento das demandas programadas de investimentos e de pessoal especializado. Na área de pesquisas, o Parque Tecnológico da UFRJ, na Ilha do Fundão, está recebendo investimentos de diversas empresas internacionais e empresas nacionais na construção de centros de pesquisas para atender às demandas do Pré-sal.²²³

Quanto aos equipamentos a serem adquiridos, a Tabela 10 contém a relação de parte dos bens necessários para colocar em marcha a produção de hidrocarbonetos no Pré-sal e de outros campos de petróleo *offshore* e terrestres da PETROBRAS, até 2017.

223. Relação de empresas que se encontravam, em 2012, construindo centros de pesquisas no Parque Tecnológico do Rio-UFRJ, ao lado do CENPES/PETROBRAS, para pesquisas e desenvolvimento de tecnologias, serviços e materiais para o desenvolvimento da exploração e produção do Pré-sal: FMC Technologies, produtora de equipamentos submarinos para produção de petróleo; Schlumberger, prestadora de serviços para a indústria do petróleo, como perfuração de poços (geoengenharia, processamento sísmico, cimentação, estimulação, comportamento de fluidos em reservatórios, análise de microestrutura de formações); Baker Hugues, atuação em perfuração e completação, entre outras áreas; Halliburton, fornecedora de produtos e serviços para indústrias de energia; Tenaris Confab, Usiminas, General Electric, BG Group, Vallourec & Mannesman e Siemens.

TABELA 10
Aquisição prevista de equipamentos pela PETROBRAS (2012 - 2017)

Equipamento	Unidade	Quantidade
Bombas	un	4.386
Queimadores	un	46
Tanques de armazenamento	un	684
Tubulações offshore	ton	83.682
Tubulações terrestres	ton	172.084
Compressores	un	387
Torres de processamento	un	295
Árvore de natal molhada	un	948
Árvore de natal seca	un	2.388
Geradores (13,8 kv)	un	299
Geradores (0,48 kv)	un	158
Cabeças de poço offshore	un	734
Cabeças de poço terrestre	un	2.443
Turbinas a gás	un	151
Turbinas a vapor	un	203
Reatores	un	189
Guindastes	un	93
Cabos de amarração em poliéster	km	1.147
Manifolds	un	133
Aço estrutural (para cascos de embarcações e plataformas de produção e de perfuração)	ton	2.105.850
Ligas especiais para tubulações e revestimentos	ton	41.325
<i>Risers</i>	km	2.986
Dutos flexíveis	km	8.536
Linhas umbilicais	km	5.826
Dutos Fiberglass	km	1.966
Cabos elétricos para CSP	km	38.485
Turbo geradores	un	138
Trocadores de calor	un	196

Fonte: Martins, R. M. L. (Petrobras, set.2012). Obs: esta lista não exaure todos os equipamentos requeridos para o período.

CAPÍTULO 8

CONCLUSÕES: ESFORÇOS TECNOLÓGICOS E LIDERANÇA NA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO EM ÁGUAS PROFUNDAS

Este capítulo discute o processo de transformação da PETROBRAS em Companhia líder mundial na produção de petróleo em águas profundas e ultraprofundas, e busca uma interpretação para as conquistas obtidas ao longo de sua história de descobertas e desenvolvimentos de campos de petróleo, procurando identificar os principais fatores responsáveis pelos resultados positivos obtidos na exploração de petróleo *offshore*.

8.1. Fases da evolução tecnológica e produtiva da PETROBRAS na exploração de petróleo

As análises realizadas nos Capítulos 5 a 7 permitem concluir que a evolução produtiva da PETROBRAS pode ser associada à busca permanente de inovações tecnológicas, como forma de viabilizar a produção de petróleo em condições complexas no mar. As duas vertentes - avanços na área tecnológica e progressos na exploração e na produção de petróleo - estão estreitamente relacionadas e podem ser descritas por meio de seis fases cronológicas, que proporcionam uma perspectiva histórica global da evolução dos processos produtivos e tecnológicos na Companhia. Cada fase é caracterizada por ações direcionadas aos desafios de descobrir petróleo no mar e desenvolver tecnologias inovadoras, capazes de colocar em produção os novos campos de petróleo descobertos em águas marítimas crescentemente profundas.

A Tabela 11 apresenta as seis fases e seus respectivos períodos, com a caracterização sintética de cada fase e os marcos importantes em cada uma, representados pelo desenvolvimento de inovações e pelos resultados obtidos na exploração (as descobertas de campos de petróleo) e na produção (a implantação de sistemas de produção inovadores em campos de petróleo). As fases são as seguintes:

- I. 1955 – 1973: atividades pioneiras em P&D e na exploração de petróleo *offshore*;
- II. 1974 – 1985: descobertas de petróleo na Bacia de Campos e primeiros experimentos tecnológicos *offshore*;
- III. 1986 – 1991: desenvolvimento de tecnologias para a produção de petróleo em águas marítimas com até 1.000 metros de profundidade;

- IV. 1992 – 1999: desenvolvimento de tecnologias para a produção de petróleo em águas marítimas entre 1.000 a 2.000 metros;
- V. 2000 – 2006: desenvolvimento de tecnologias para a produção de petróleo em águas marítimas entre 2.000 a 3.000 metros; início das explorações no Pré-sal; alcance da autossuficiência na produção de petróleo;
- VI. 2006 – 2012: início da era do Pré-sal.

A fase que se estende de 1955 a 1973 foi denominada de “pioneira” em razão dos dois órgãos de pesquisas fundados pela PETROBRAS, CENAP (1955-1965) e CENPES (1966) terem desenvolvido, naqueles anos, atividades de P&D em condições precárias quanto a instalações físicas e laboratórios, além de disporem de baixos quantitativos em recursos humanos especializados. Esses ativos encontravam-se, até a mudança para as novas instalações do CENPES, em 1973, na Ilha do Fundão, aquém do necessário para apoiar o grande esforço exigido da Companhia para a descoberta de novas jazidas de hidrocarbonetos, com o objetivo de diminuir a elevada dependência brasileira de importações de petróleo e derivados.²²⁴ Não obstante aquelas restrições, a fase pioneira foi fundamental para o início do aprendizado tecnológico, a acumulação de conhecimentos nas explorações e no desenvolvimento de campos de petróleo, e para a formação de quadros técnicos de alto nível, que seriam depois empregados para apoiar o salto tecnológico que a PETROBRAS empreenderia na exploração de petróleo em águas profundas e no desenvolvimento de tecnologias próprias de refino para o aproveitamento do petróleo pesado nacional em suas refinarias. No estudo da fase pioneira, foram abordados, no Capítulo 2, os principais esforços empreendidos em pesquisas aplicadas e alguns dos resultados que elas permitiram alcançar.

O CENPES passou a contratar, a partir de 1973, maior número de pesquisadores e foi equipado com novos laboratórios e unidades de bancada para análises de processos de refinação e, na área de exploração no mar, foi provido de laboratórios de maior porte para análises sobre a estrutura geológica da plataforma marítima, aprimoramentos nas pesquisas geofísicas e geoquímicas e estudos sobre processos e equipamentos de perfuração, produção e recuperação de reservatórios. As fases seguintes, a partir da fase pioneira, foram analisadas nos Capítulos 5 a 7, com foco no desenvolvimento da produção em águas profundas e na análise das inovações incrementais e radicais executadas em equipamentos e em sistemas de produção de petróleo.

224. As aquisições de petróleo no exterior corresponderam a 62% do total do consumo brasileiro, em 1960, e a 75%, em 1970, em volumes físicos (IBGE, 1987; ANP, 2010).

Tabela 11
PETROBRAS - Fases da evolução tecnológica na exploração e produção de petróleo offshore (1955-2012)

Período	Caracterização	Marcos importantes
1955-1973	Atividades pioneiras em P&D e na exploração de petróleo <i>offshore</i> .	<ul style="list-style-type: none"> - Fundação do Centro de Aperfeiçoamento e Pesquisas de Petróleo (CENAP) -1955. - Início de atividades do Centro de Pesquisas e Desenvolvimento (CENPES) -1966. - Primeira descoberta de petróleo no mar: Campo de Guaricema, Sergipe (1968) - 28 metros de lâmina d'água. - Instalação do CENPES na Ilha do Fundão, Rio de Janeiro (1973).
1974-1985	Descobertas de petróleo na Bacia de Campos e primeiros experimentos tecnológicos.	<ul style="list-style-type: none"> - Descobertas de campos em águas rasas: Garoupa, Enchova, Namorado, Pampo, Corvina, Piraúna e outros. - Implantação de Sistemas de Produção Antecipada com plataformas flutuantes em 15 campos de petróleo (1977- 1985). - Descobertas de campos gigantes em águas profundas: Albacora (1984) e Marlim (1985).
1986-1991	Desenvolvimento de tecnologias para a produção de petróleo em águas entre 400 e 1.000 metros de profundidade: Programa de Capacitação Tecnológica em Águas Profundas (PROCAP 1.000).	<ul style="list-style-type: none"> - Descoberta dos campos de Albacora Leste (1986), Marlim Sul, Marlim Leste (1987), Barracuda (1989). - Recordes mundiais na completação de campos de petróleo em águas profundas: Marimbá, 492 metros de lâmina d'água (1988); Marlim, 721 metros de lâmina d'água (1991). - Conquista do Prêmio <i>Distinguished Achievement Award</i>, da Offshore Technology Conference, pela implantação do Sistema de Produção Antecipada do Campo de Marlim.
1992-1999	Desenvolvimento de tecnologias para a produção de petróleo em águas entre 1.000 e 2.000 metros (PROCAP 2.000).	<ul style="list-style-type: none"> - Descoberta dos campos de Espadarte, Caratinga (1994) e Roncador (1996). - Recorde mundial de produção em águas profundas: 1.027 metros de lâmina d'água, poço Marlim 4 (1994). - Inovações em árvores de natal, manifolds, sistema de ancoragem com cabos de poliéster, bombeamento submarino e outros equipamentos. - Recorde mundial de produção no Campo de Roncador, 1.853 metros de lâmina d'água: primeiro campo de petróleo em produção em águas ultraprofundas no mundo (1999).
2000-2006	Desenvolvimento de tecnologias para a produção de petróleo em águas entre 2.000 e 3.000 metros (PROCAP 3.000, de 2000 a 2011). - Início de explorações no Pré-sal da Bacia de Santos (2003-2005).	<ul style="list-style-type: none"> - Conquista pela segunda vez, do prêmio <i>Distinguished Achievement Award</i> (2001) pelo desenvolvimento do Campo de Roncador, em águas ultraprofundas. - Descoberta dos campos de Jubarte (2001), Cachalote (2002) e Baleia Franca (2003). - Recorde mundial de produção em profundidade, no Campo de Roncador: 1.877 metros de lâmina d'água (2000). - Alcance da autossuficiência na produção de petróleo (2006).
2006-2012	Era do Pré-sal Descobertas de reservas gigantes e supergigantes de petróleo na camada geológica do Pré-sal.	<p>Principais descobertas no Pré-sal</p> <ul style="list-style-type: none"> - Bacia de Santos: Tupi, Iracema, Iara, Guará, Franco, Libra. - Bacia de Campos: Parque das Baleias. <p>Declarações de Comercialidade de campos do Pré-sal: Tupi e Guará.</p>

8.2. Inovações, patentes e reconhecimento internacional na produção *offshore*

Como resultado dos avanços no desenvolvimento da produção de petróleo na Bacia de Campos, a PETROBRAS produzia, em 2010, 22% do total do petróleo extraído em águas profundas e ultraprofundas no mundo, e ocupava a posição de maior operadora *offshore* de equipamentos submarinos e de plataformas flutuantes de produção. Em 2010, a Companhia possuía em operação 805 árvores de natal em poços de petróleo marítimos, 78 plataformas fixas e *jack-up* e 76 manifolds.²²⁵ Em 2012, dispunha de 52 plataformas semissubmersíveis e FPSOs em operações de produção de petróleo no mar (Anexo 3, figura 1).

Na área de conhecimentos e tecnologia, os investimentos em P&D da Companhia foram intensificados, a partir de 1986, com a adoção do Programa de Capacitação Tecnológica em Águas Profundas (PROCAP). As atividades de pesquisas resultaram, de 1980 a 2010, no depósito de 1.879 patentes em órgãos de patenteamento, envolvendo 944 patentes no Brasil e 935 em outros países; esses números tornam a Companhia a maior depositante de patentes no Brasil. O país com maior número de depósitos pela Companhia são os Estados Unidos, com 244 patentes depositadas no período 1980-2010, e média de 17 patentes por ano, em 2006-2010. A atividade inovadora da empresa vem crescendo desde 1980: da média anual de 26 patentes depositadas no Brasil, de 1980 a 1990, passou-se para 65, de 1991 a 2000, e para 94, de 2001 a 2010 (IPEA, Banco de Dados 2010). Os conhecimentos gerados e as tecnologias desenvolvidas vêm sendo compartilhadas com as comunidades acadêmica, industrial e petroleira mundial, por meio da publicação de artigos em congressos e conferências internacionais de petróleo.

O reconhecimento internacional pelas inovações na exploração de petróleo no mar levou à obtenção pela PETROBRAS, em 1992, e novamente em 2001, do prêmio *Distinguished Achievement Award*, da Offshore Technology Conference (OTC), de Houston, Texas, o maior prêmio internacional na área petrolífera. Os prêmios foram concedidos, respectivamente, em razão dos desenvolvimentos tecnológicos na instalação de árvores de natal molhadas, monoboias, dutos e outros equipamentos a grandes profundidades no Campo de Marlim, em 1991, e das inovações que viabilizaram a entrada em operação, apenas 27 meses após a descoberta, do sistema de produção do campo gigante de Roncador, em 1999-2000, na Bacia de Campos. Diversas inovações tecnológicas da Companhia foram adotadas na produção de petróleo em outras regiões petrolíferas do mundo.

Verificados os números acima, a próxima seção procura averiguar os fatores responsáveis pelos resultados alcançados pela Companhia na exploração de

225. PETROBRAS, Relatório de Atividades 2010.

petróleo em águas profundas. Os saldos positivos obtidos são realçados pelo fato de que os contínuos avanços nas descobertas e na produção de petróleo realizaram-se em condições desfavoráveis quanto à localização das principais acumulações de petróleo - tanto na Bacia de Campos, nas décadas de 1970 a 2000, quanto no Pré-sal da Bacia de Santos, a partir de 2005 - situadas em águas profundas e a longas distâncias do litoral, condições que foram responsáveis pela imposição de grandes desafios na implantação dos sistemas de produção de petróleo, como foi discutido nos Capítulos 5 e 6, e no Capítulo 7 para as explorações recentes no Pré-sal.

8.3. Fatores básicos na liderança em águas profundas

As avaliações realizadas no Capítulo 2 e nos Capítulos 5 a 7 mostraram alguns elementos de importância básica no desenvolvimento tecnológico e produtivo da PETROBRAS, como se sintetiza a seguir.

No Capítulo 2, foram analisados três aspectos da política de acumulação de conhecimentos da Companhia, voltada para o desenvolvimento de tecnologias para a produção de petróleo e de derivados: i) ações permanentes de formação e capacitação de recursos humanos, acompanhadas do crescimento das equipes operacionais de geólogos, geofísicos, químicos, engenheiros de diversas especializações, e de pesquisadores no Centro de Pesquisas e Desenvolvimento (CENPES); ii) investimentos continuados na ampliação de laboratórios e instalações do CENPES, com vistas ao aprimoramento das atividades de P&D;²²⁶ iii) política de realização de pesquisas colaborativas com instituições científicas (Seção 2.3), reforçando-se as redes de pesquisa para o desenvolvimento de inovações, além de desenvolvimentos cooperativos com empresas fornecedoras (Seção 6.8).

Nos Capítulos 5 e 6 foram acompanhados os principais esforços realizados pelas equipes de pesquisadores e equipes operacionais da PETROBRAS para o desenvolvimento e a experimentação de tecnologias com vistas à superação dos desafios impostos pelas águas profundas na Bacia de Campos. Como se discutiu naqueles capítulos, outro fator primordial para os resultados alcançados refere-se às decisões de assumir riscos econômicos e tecnológicos no desenvolvimento dos campos de petróleo recém descobertos, por meio da adoção de um novo método de produção de petróleo *offshore*, ainda com reduzida experiência no mundo à época, o Sistema de Produção Antecipada, a partir da segunda metade da década de 1970. Em período mais recente, foram analisadas, no Capítulo 7, as ações desenvolvidas para a exploração de petróleo no Pré-sal das Bacias de Santos e de

226. Com a inauguração das novas instalações, em outubro de 2010, o CENPES se transformou em um dos maiores centros mundiais de pesquisa aplicada da indústria do petróleo, com a adição de 300 mil m² de área de pesquisas e administração. O CENPES dispunha, em 2011, de 1.814 funcionários, sendo 490 mestres e 229 doutores, incluindo 314 pesquisadores e engenheiros da engenharia básica responsáveis pelo desenvolvimento de protótipos, projetos básicos e projetos industriais inovadores (Tecnologia PETROBRAS 2011).

Campos, e os desafios tecnológicos que estão sendo superados para se produzir nas camadas profundas daquela área.

A partir das análises realizadas nos capítulos citados podem ser sintetizados, em cinco pontos básicos, os fatores responsáveis pelos avanços tecnológicos e produtivos da PETROBRAS:

1. Política permanente de formação e capacitação de recursos humanos de alto nível para a atuação em atividades operacionais e em Pesquisas e Desenvolvimento (P&D).
2. Investimentos continuados no centro de pesquisas (CENPES), voltado ao atendimento das demandas tecnológicas para a produção de petróleo em águas profundas e às demais demandas tecnológicas da Companhia.
3. Adoção de programas abrangentes de pesquisas e desenvolvimento (PROCAP 1.000, 2.000 e 3.000), voltados ao aprimoramento da capacidade técnica para a exploração e a produção de petróleo em águas profundas, em colaboração com universidades, institutos de pesquisas e empresas fornecedoras de equipamentos e serviços.
4. Incentivos à implantação no Brasil de uma rede de empresas fabricantes de equipamentos para a produção de petróleo em águas profundas.
5. Incorporação de riscos econômicos e tecnológicos nas decisões de investimentos na exploração e produção de petróleo em águas profundas e ultraprofundas.

Os fatores 1 e 2 constituem o binômio básico que fundamentam o processo evolutivo da PETROBRAS, ao propiciar as capacitações em recursos humanos e a acumulação de conhecimentos técnicos, que permitiram o desenvolvimento de inovações em equipamentos e processos para a produção de petróleo em águas profundas e para o aproveitamento do petróleo pesado nacional nas refinarias da Companhia.

O fator 3 - adoção do Programa de Capacitação Tecnológica em Sistemas de Produção para Águas Profundas (PROCAP), em três edições sucessivas, 1986-1991, 1992-1999 e 2000-2011 - viabilizou a capacitação tecnológica da PETROBRAS, de empresas parceiras e de instituições de pesquisas para o desenvolvimento de equipamentos e sistemas de produção de petróleo *offshore*, por meio de inovações incrementais e de geração de tecnologias próprias. O PROCAP adotou um modelo de gestão de projetos tecnológicos que introduziu novas práticas e procedimentos, propiciou o compartilhamento do aprendizado e do conhecimento no interior da Companhia e integrou seus departamentos para o alcance de objetivos comuns na exploração e produção de petróleo.

O fator 4, incentivos à constituição de rede de empresas, estimulou a formação no Brasil de um parque produtivo formado por empresas parapetroleiras fornecedoras de equipamentos e serviços, aptas a adaptar tecnologias ou a desenvolver tecnologias endógenas, muitas delas detentoras de padrões internacionais de certificação, adotadas em outras regiões produtoras *offshore* no mundo.²²⁷

Finalmente, o último fator reflete as decisões de risco tomadas com o objetivo de solucionar a grande dependência brasileira de importações de petróleo e de alcançar a autossuficiência na produção. Havia, nas décadas de 1970 e 1980, a necessidade urgente de descobrir novas fontes de petróleo, em volumes capazes de aumentar de forma significativa a produção e superar as graves restrições macroeconômicas decorrentes dos elevados dispêndios com importações de petróleo bruto e derivados, após os dois choques nos preços internacionais do petróleo, em 1973 e 1979. Da mesma forma, a crise da dívida externa, a partir de 1982, que provocou a perda da capacidade do Brasil de pagar seus compromissos financeiros internacionais, intensificou a necessidade de “encontrar petróleo a qualquer custo”.²²⁸ Nessas condições, o enfrentamento de riscos na experimentação de novos sistemas de produção em águas marítimas foi um fator essencial para aumentar a produção de petróleo, com base no desenvolvimento de novas tecnologias.²²⁹ O mais recente capítulo na trajetória de riscos de investimentos e tecnológicos da Companhia encontra-se nas explorações à procura de jazidas de petróleo no Pré-sal da Bacia de Santos, em 2005-2007, onde apostas arriscadas foram feitas por meio de perfurações de poços em áreas geológicas profundas, como se analisou no Capítulo 7.

De acordo com De Luca (2011), as condições acima diferenciaram a PETROBRAS das demais companhias de petróleo no mundo. As grandes companhias petroleiras desenvolveram as mesmas tecnologias, porém não lhes foram colocadas, na mesma intensidade, as pressões de “descobrir petróleo a qualquer custo” e de antecipar a produção a fim de resolver os problemas para o País, de-

227. Para a avaliação dos impactos da PETROBRAS na indústria fornecedora de equipamentos de petróleo ver De Negri *et al.* (2011), a bibliografia citada na Seção 6.8 e o artigo especial de José Paulo Silveira neste livro.

228. Sobre o peso dos gastos com importações de petróleo nas contas externas do Brasil, segundo a opinião do Ministro da Fazenda à época, ver a matéria do jornal Valor Econômico, de 10-12/08/2012, “A mãe de todas as crises do Brasil” (Safatle, 2012).

229. O depoimento de Louise Pereira Ribeiro, da PETROBRAS, ao Museu da Pessoa (2005), ilustra essa atuação da empresa: “A PETROBRAS tinha dentro do País uma missão. Nós não nos sentíamos pressionados, a palavra pressão é muito forte. A palavra compromisso com o país é mais apropriada e representativa. Era uma Empresa com o monopólio, que tinha o compromisso com o País – isso é que a gente tem que saber – era uma Empresa 100% nacional, então, nós tínhamos que fazer o País sair daquela crise. Tínhamos uma demanda de óleo, então, a gente precisava produzir. E se a gente está descobrindo óleo, tem que produzir mais rápido e mais barato. Não eram os melhores sistemas. Naquela ocasião, a gente queimava gás, quer dizer, não dá para você ter tudo e ao mesmo tempo. Você tinha que descobrir a área, conhecer aquele reservatório e produzir, e dar ao País um aumento de produção para que ele importasse menos e, com isso, a dívida diminuía.”.

correntes da dependência de fontes externas de petróleo.²³⁰

Finalmente, algumas interpretações atribuem os resultados positivos alcançados pela PETROBRAS também à reserva de mercado, em decorrência do monopólio que a empresa usufruiu na exploração e na produção de petróleo, de 1953 a 1997. O monopólio foi eliminado com a aprovação da Lei nº 9.478, de 1997, que adotou regime competitivo de concessão de áreas para a exploração, aberto às empresas petroleiras privadas nacionais e estrangeiras, um fator importante para as descobertas de petróleo no Pré-sal, como foi analisado no capítulo anterior. Ao final das análises desenvolvidas neste livro é importante analisar essa questão, com o fim de se entender a adoção do monopólio estatal integral no setor do petróleo no Brasil, até a abertura realizada em 1997.

8.4. Considerações finais: origens do monopólio no setor de petróleo e balanço histórico da atuação da PETROBRAS

Foi destacado na Introdução deste livro que a criação da PETROBRAS, em 3 de outubro de 1953, encerrou três décadas de intensas disputas políticas e ideológicas, em torno da definição de propostas de políticas federais voltadas a estabelecer as formas e os limites da participação do setor empresarial e do Estado nas atividades do setor de petróleo no Brasil. As principais posições em disputa, ao longo de 1920-1953, relacionavam-se à questão de se permitir ou não a presença de empresas estrangeiras na exploração de petróleo e na produção de derivados, e de se adotar ou não o controle da produção de petróleo e de derivados pelo Estado, por meio da estatização do setor. Esses embates, como se discute a seguir, estavam estreitamente relacionados às disputas que ocorriam no setor petrolífero, no mundo e na América Latina, a partir do início do século XX, e que se acentuaram no decorrer das décadas seguintes, em função do papel que foi sendo assumido pelo petróleo como fonte estratégica de energia, cuja importância foi demonstrada, com forte dramaticidade, nas duas guerras mundiais iniciadas em 1914 e 1939.

A procura por petróleo no mundo foi, desde meados do século XIX até o início do século XX empreendida por exploradores, motivados pelos altos lucros proporcionados pelas descobertas de jazidas volumosas. A partir do início do século XX, os governos dos países centrais mais importantes passaram a apoiar os empresários nacionais nas explorações de petróleo, motivados por razões de ordem estratégica. O apoio se efetivou por meio do aporte de recursos financeiros ou por ações

230. Engenheiro João Carlos de Luca, em entrevista ao autor, em agosto de 2011: *"Pode-se dizer que enquanto ocorreu uma diminuição do esforço inovador nas petroleiras durante os anos de preços baixos do petróleo, de 1986 a 1999, a PETROBRAS continuou a investir, em nome do compromisso de um dia ser autossuficiente. A partir daí tornou-se indissolúvel a interação do CENPEE e das áreas operacionais da empresa. Enquanto o mundo parou em tecnologia, a companhia não parou, pois ninguém tinha um projeto como o nosso de desenvolver campos gigantes em águas tão profundas"*. A forte queda dos investimentos na exploração de petróleo no mundo, entre 1986 e 2005, é analisada em Smill (2008, posição 1.801, edição eletrônica Amazon.com).

diplomáticas ativas, que visavam facilitar as atividades de exploração das empresas petroleiras daqueles países nos países periféricos com alto potencial de existência de reservas de petróleo. No caso da América Latina, razões de ordem nacionalista levaram vários governos, a partir da década de 1920, a tomar o controle das petroleiras estrangeiras ou a criar empresas estatais para explorar petróleo.

A corrida mundial em busca de petróleo por exploradores privados começou após a descoberta pioneira de jazidas em volumes comerciais na Pensilvânia, em 1859, que iniciou a produção, em larga escala, de querosene para iluminação. A exploração de petróleo espalhou-se pelo mundo, em busca de reservas para a produção de óleos para iluminação e lubrificantes. Após as primeiras descobertas na América, importantes jazidas foram encontradas na Rússia, em 1871-1872, e na Ásia, em 1897 e 1899 (em Bornéu e Sumatra, atual Indonésia). No Oriente Médio, foi descoberto petróleo pela primeira vez na Pérsia (Irã), em 1908, por um explorador inglês. Na América Latina, ocorreram descobertas de jazidas gigantes no México, em 1910, por iniciativa de um explorador inglês, e na Venezuela, em 1914, pela Royal Dutch-Shell, que também descobriu uma grande reserva no Lago Maracaibo, em 1924 (Yergin, 2009; Smil, 2008).

Aquelas descobertas precursoras levaram, entre a segunda metade do século XIX e o princípio do século XX, à formação das primeiras empresas petroleiras, voltadas à produção de petróleo ou à produção integrada de petróleo e derivados. Os primeiros impérios empresariais do petróleo foram constituídos pela Standard Oil (1870), Gulf Oil (1907) e Texaco (1902) nos Estados Unidos; Royal Dutch (1890) na Holanda; Shell (1897) e Anglo-Persian Oil Company (1909) na Inglaterra. Após 1910, a produção de gasolina superou a produção de querosene, até então o principal derivado do petróleo, além de se verificar o crescimento da produção de óleo combustível e de óleo diesel, usados na movimentação de navios, trens e máquinas em geral. A ampliação do consumo e o aumento da variedade de derivados produzidos incentivaram a procura por novas fontes de petróleo no mundo.

O governo inglês foi o primeiro a se envolver diretamente com o petróleo, nas primeiras décadas do século XX, motivado por razões de ordem estratégica (conversão da propulsão dos navios de guerra, do carvão para o petróleo) e política (controle da Pérsia e das rotas terrestres para a Índia através do Oriente Médio, para responder à crescente influência da Rússia na região). Essas razões levaram o governo inglês a apoiar um empresário e explorador inglês, que obteve, em 1901, a primeira concessão para a exploração de petróleo na Pérsia, bem como a defender, em 1905, a formação de um consórcio de empresas inglesas para empreender explorações de petróleo naquele país. As primeiras jazidas importantes na Pérsia foram descobertas em 1908. Para administrar as explorações e a produção do petróleo persa, o governo inglês promoveu, em 1909, a criação, por meio de capi-

tais privados, da companhia por ações Anglo-Persian, tendo adquirido, em 1914, 51% das ações da empresa (porém, sem nunca assumir por completo seu controle administrativo, deixando a gestão para os sócios provados), que veio a se tornar a principal fornecedora de combustíveis para a frota de navios de guerra ingleses.

A escassez de petróleo no mundo durante a Primeira Guerra levou as tropas inglesas a ocuparem o norte do Iraque, na região de Mosul, como forma de garantir a posse de futuras explorações de petróleo naquele país mesopotâmico (Yergin, 2010, p. 151-153; 158; 211).

Após o término da guerra o petróleo assumiu a dimensão mais completa de recurso energético vital: “O petróleo e o motor de combustão interna mudaram todas as dimensões do conflito armado, até mesmo o próprio significado da mobilidade na terra, no mar e no ar”. O controle de fontes de produção de petróleo passou a ser considerado elemento estratégico para garantir a independência das nações aliadas diretamente envolvidas nos conflitos.²³¹ A Inglaterra, a França e os Estados Unidos iriam começar a “grande luta do pós-guerra para a obtenção de novas fontes de petróleo no Oriente Médio e em todo o mundo....A competição por novos campos petrolíferos não mais seria essencialmente uma batalha entre empresários dispostos a assumir riscos e homens de negócios agressivos” (Yergin, 2010, p. 206).

Nos Estados Unidos, além da necessidade de garantir reservas de petróleo para a utilização em casos de guerra, o envolvimento do governo no apoio aos empresários privados para a realização de explorações fora do seu território foi impulsionado pelo temor do esgotamento das reservas do país, numa época em que a “civilização do automóvel” ganhava impulso (o número de automóveis nos Estados Unidos passou de 1,8 milhão, em 1914, para 9,2 milhões em 1919, e o consumo de petróleo cresceu 90% entre 1911 e 1918). O receio de que as reservas de petróleo se esgotassem em menos de dez anos levou o governo americano a incentivar as companhias petrolíferas norte-americanas a procurar novas jazidas pelo mundo, por meio de ações diplomáticas junto aos governos de países detentores de regiões com potencial petrolífero. Outra preocupação norte-americana repousava em um acordo firmado entre os governos inglês e francês, em 1920, para a divisão do petróleo do Oriente Médio entre os dois países, mais especificamente a repartição das explorações no Iraque (para coordenar a participação francesa na exploração do petróleo da Mesopotâmia, o governo francês apoiou a criação da *Compagnie Française de Pétroles* (CFP), com o aporte de 49% do seu capital). Após a descoberta de petróleo no Iraque, em 1927, um consórcio de companhias norte-americanas passou a fazer parte do acordo estabelecido entre aqueles dois

231. Na Europa, a vitória na guerra deveu-se, em grande parte, à disponibilidade de petróleo dos Estados Unidos, que chegaram a fornecer 80% dos combustíveis utilizados pelos Aliados, enquanto a Alemanha dependia do fornecimento de petróleo da Romênia (Yergin, 2010, p. 187-230).

países. Em seguida, após um acordo com o governo inglês para a realização de explorações, empresas norte-americanas descobriram petróleo no Bahrain, em 1932, e no Kuwait, em 1938, que resultaram na descoberta do primeiro campo supergigante do mundo, Burgan, com mais de 5 bilhões de barris. Também em 1938 foi descoberto petróleo na Arábia Saudita pela empresa ganhadora da concessão de exploração do governo saudita, a Standard Oil of California (Socal). Em seguida, a petroleira Texaco se associou à Socal para a continuação das explorações do petróleo da Arábia Saudita e sua comercialização nos mercados mundiais, por meio da empresa Arabian American Oil Company (Aramco), fundada em 1944 (Yergin, 2010, p. 206-230; Simmons, 2005).

O aumento da produção mundial acarretou, no final da década de 1920, a formação de grandes excedentes de petróleo, situação que levou à criação do primeiro grande cartel no setor, formado pelas empresas Standard Oil of New Jersey (Esso), Standard of New York (Socony), Standard of California (Socal), Anglo-Persian e Royal Dutch-Shell: em 1928, os dirigentes daquelas empresas reuniram-se na Escócia para adotar um acordo com objetivos de controlar a produção e evitar quedas nos preços mundiais do petróleo. Conhecido como *As-Is Agreement* (Acordo “Como Está”), cada empresa teria direito a uma quota, isto é, um montante em volumes de petróleo para a venda em mercados mundiais selecionados. Logo depois, juntaram-se ao acordo as empresas Gulf e Texaco, que formaram com as cinco demais petroleiras o denominado grupo das “Sete Irmãs” do petróleo, que dominou a exploração de petróleo e a produção de derivados após a Segunda Guerra Mundial.²³² O acordo recebeu, nos bastidores, o apoio do governo inglês para que as empresas pudessem entrar em cooperação quanto às suas metas políticas e econômicas (Yergin, 2009, p. 291-296).

Na América Latina, após as empresas estrangeiras iniciarem explorações em alguns países e exercerem o controle da importação e do comércio interno de produtos do petróleo, ocorreu, a partir da década de 1920, uma série de tomadas de posição de governos latino-americanos com vistas ao controle do setor de petróleo, motivadas por vários fatores, alguns deles comuns aos países e outros específicos: busca de independência no abastecimento; receio de dominação do mercado de derivados pelas petroleiras norte-americanas; tentativa de se livrar das “forças do mercado internacional do petróleo”, e ressentimentos ao que se considerava como “violações da soberania do país pelas empresas estrangeiras” (Saul-

232. Após fusões, reorganizações e alterações de nome, o grupo das “Sete Irmãs” foi formado pelas seguintes petroleiras: Exxon, Mobil, Chevron, Texaco e Gulf, nos Estados Unidos, e British Petroleum e Shell, na Inglaterra. A origem de algumas das grandes empresas norte-americanas de petróleo encontra-se na empresa Standard Oil, fundada por John D. Rockefeller, em 1875, que foi dissolvida, em 1911, pela Lei Anti-truste Sherman e desdobrada em várias empresas, como: a) a Standard Oil of New Jersey, depois Esso e Exxon; essa segunda petroleira se fundiu com a Mobil, formando a atual Exxon Mobil; b) Standard Oil of New York (Socony), mais tarde Mobil; c) Standard Oil of Califórnia (Socal), que posteriormente formou a Chevron, que incorporou a Gulf Oil, e depois e se fundiu com a Texaco, em 2001 (Smil, 2008).

niers, 1985; Solberg, 1985, p. 58-62). No Brasil, essas questões foram agravadas, a partir da década de 1930, pela desconfiança de que as empresas estrangeiras manobravam para impedir a descoberta de fontes nacionais de petróleo e a industrialização de derivados; essas suspeitas contribuíram para o ativo envolvimento dos militares brasileiros nas decisões referentes à questão do petróleo como política pública de interesse nacional (Dias e Quaglino, 1993; Wirth, 1985).

Acompanhando aquelas tendências nacionalizantes diversas ações foram tomadas na América Latina com vistas ao controle do setor de petróleo ou ao aumento da presença estatal frente às petroleiras estrangeiras. Entre essas iniciativas encontra-se a criação pela Argentina, em 1910, da Dirección General de Explotación, no Ministério da Agricultura, para iniciar a produção de petróleo descoberto na Patagônia, em 1907. Em 1922, o órgão foi transformado na empresa petrolífera Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF), que veio a influenciar futuras decisões de países da América Latina de também fundarem companhias estatais de petróleo. No Peru, o governo declarou como reservas nacionais, em 1932, as concessões dadas à Standard Oil numa faixa do rio Contaya. Em 1937, o governo militar da Bolívia confiscou as propriedades da Standard Oil com base em acusações de fraude fiscal. No México, o governo determinou, em março de 1938, a desapropriação dos ativos pertencentes às companhias petroleiras que controlavam a exploração e a industrialização do petróleo no país, dando origem à empresa estatal Petróleos Mexicanos (PEMEX).

No Brasil, após o final da Primeira Guerra, o governo federal, ao verificar a fragilidade do País com a dependência integral de combustíveis importados, decidiu entrar diretamente nas atividades de exploração. À época haviam já decorrido quase 60 anos de explorações por pequenos empresários, sem que tivesse sido encontrada uma única jazida de petróleo em volumes comerciais.²³³ A partir da decisão os órgãos federais encarregados das explorações realizaram perfurações em vários estados, durante as décadas de 1920 e 1930, sem encontrar jazidas de petróleo até o final da última década.

No decorrer daquele período cresceu a dependência do Brasil dos combustíveis importados, enquanto pioravam as perspectivas negativas, no final dos anos 1930, diante da possibilidade de nova guerra na Europa, que acentuaria a vulnerabilidade das forças armadas e dos transportes do País. Essa situação levou os chefes militares a defenderem a procura urgente de soluções para o problema da dependência do petróleo estrangeiro. A iniciativa militar resultou na primeira intervenção estatal no setor de petróleo: por meio do Decreto-Lei nº 395, de 1938,

233. Para dificultar o encontro de jazidas no Brasil, raramente ocorriam exsudações superficiais de petróleo no solo, que indicassem onde perfurar com mais segurança; além disso, os poucos exploradores privados que se aventuravam a procurar petróleo realizavam perfurações sem o uso de equipamentos de sondagem apropriados e com poucos recursos financeiros.

o governo do presidente Getúlio Vargas considerou o abastecimento de petróleo um “serviço de utilidade pública”. O decreto determinou o controle federal sobre a importação, a exportação, o transporte, a construção de oleodutos e o comércio de petróleo e derivados, além do controle dos preços dos derivados, por meio do Conselho Nacional do Petróleo (CNP), órgão instituído no mesmo ano para administrar o setor de petróleo. Com a nova política, a atividade de industrialização (refino) foi nacionalizada, não obstante praticamente ainda inexistente no Brasil. Após as novas normas legais, as iniciativas para a instalação de refinarias, assim como a exploração de petróleo passaram a constituir exclusividade de empresários brasileiros, excluindo-se os empresários estrangeiros. Com a nacionalização do refino os sócios estrangeiros das refinarias existentes no Brasil tiveram que se desfazer da propriedade das empresas. Após a adoção dessas medidas foram realizadas tentativas, por parte de segmentos militares, no sentido de se aprofundar o controle do setor pelo governo, por meio da estatização integral, mas a proposta não obteve apoio do presidente da República.

No decorrer da Segunda Guerra Mundial, além da escassez de combustíveis o Brasil sofreu restrições na importação de equipamentos para sondagens de petróleo, em decorrência da entrada dos Estados Unidos no conflito, que provocou adiamentos parciais dos planos, então formulados pelo CNP, de intensificar as explorações após as primeiras descobertas de petróleo no Recôncavo Baiano, em 1939-1942.

Em outro importante país produtor de petróleo na América Latina, a Venezuela, um acontecimento em 1943 iria influenciar as decisões políticas em outros países produtores: o país exigiu o início de negociações com as companhias petroleiras estrangeiras que exploravam petróleo, com o objetivo de obter maior participação nos lucros do petróleo. A reivindicação da Venezuela foi apoiada pelo governo dos Estados Unidos com o objetivo de evitar a repetição das turbulências que haviam ocorrido no México, em 1938, quando da estatização das empresas estrangeiras pelo governo mexicano; com esse posicionamento, os Estados Unidos procuravam garantir o petróleo de baixo custo produzido na Venezuela, extremamente necessário ao abastecimento das nações Aliadas na Segunda Guerra, uma vez que o país produzia cerca de 10% do petróleo mundial (Anexo 2, tabela 1). Como resultado das negociações entre o governo venezuelano e as petroleiras registrou-se um marco importante na indústria petrolífera: os *royalties* do governo venezuelano foram aumentados até equivalerem aos lucros líquidos das petroleiras, no acordo conhecido como 50/50, ou seja, a divisão proporcional dos lucros entre as petroleiras e o governo (Yergin, 2010, p. 489-505).

No Brasil, após o término da Segunda Guerra, as preocupações voltaram-se para o forte crescimento das importações de petróleo, que projetava crises futuras

no abastecimento interno. Essa conjuntura levou o CNP a tentar liberalizar os controles no setor com o propósito de atrair empresas estrangeiras para investirem em refinarias e na exploração de petróleo. Uma das medidas consistiu na remessa ao Congresso Nacional, em 1948, do anteprojeto de Estatuto do Petróleo, que revogava o dispositivo que nacionalizara a indústria, em 1938. Contudo, o projeto não prosperou, por falta de apoio político, em meio à crescente polarização de posições nos meios políticos, empresariais e militares a favor ou contra o capital estrangeiro no setor de petróleo no Brasil. O quadro de animosidades contra a presença das empresas estrangeiras foi aprofundado, a partir de 1947, pela Campanha do Petróleo²³⁴ que se desenvolveu no País, levando importantes parcelas da sociedade a se posicionar contra a participação estrangeira no setor e a favor do seu controle pelo Estado. Pesou, ainda, no apoio à adoção do monopólio estatal a participação, nos estados, de guarnições militares que participavam mais ativamente da Campanha do Petróleo, favoráveis às posições nacionalistas. De outro lado, segmentos da sociedade de tendência política liberal posicionaram-se contra a criação de uma Companhia estatal de petróleo, pois consideravam inviável a implantação no Brasil de uma indústria complexa como a do petróleo, completamente integrada, como estava sendo proposto pelos grupos nacionalistas, em razão da falta de tecnologia, de capacidade empresarial e de pessoal técnico em condições de levar adiante os grandes empreendimentos nas diversas fases da cadeia produtiva do petróleo.

Em meio aos debates voltados à proposição de soluções para o setor de petróleo, o presidente Getúlio Vargas, recém-eleito para um novo mandato, enviou ao Congresso Nacional o projeto de lei que instituía a sociedade por ações Petróleo Brasileiro S/A, empresa organizada sob a forma de *holding*, constituída juridicamente sob a forma de empresa de economia mista, com 51% do capital sob propriedade do Estado. O projeto não propunha a adoção do monopólio completo do petróleo, mas na tramitação nas comissões do Congresso Nacional recebeu emendas com o propósito de reforçar o controle da União sobre o setor. A proposta de monopólio integral foi apoiada nas discussões e estimulada pela Campanha do Petróleo, que por sua vez era reforçada pela desconfiança dos meios políticos em relação às empresas multinacionais de petróleo, que estariam, em sua opinião, agindo para evitar que capitais nacionais desenvolvessem atividades de refinação do petróleo no País (Dias e Quaglino, 1993, p. 76-112). Era ainda corrente a opinião de que, mesmo que fosse permitido às companhias petroleiras estrangeiras procurar petróleo no Brasil, as eventuais descobertas não redundariam em produção significativa, pois as empresas prefeririam importar petróleo e derivados a baixos custos (Wirth, 1985, p. 123-124).

234. O lema da Campanha do Petróleo, entre 1947 e 1953, foi "O Petróleo é Nosso".

Como resultado da formação de uma ampla coalizão de forças políticas favoráveis ao aprofundamento do controle pelo Estado foi aprovada no Congresso Nacional, em 1953, uma proposta com modificações ao projeto original; o projeto modificado propunha a instituição do monopólio da União sobre a cadeia do petróleo, cabendo o exercício do regime a uma Companhia estatal a ser criada, com a função de realizar as atividades de exploração e produção de petróleo, produção de derivados e o transporte, por meio de dutos, de petróleo e derivados. Após a aprovação da Lei 2.004 e a criação da PETROBRAS seu capital inicial foi totalmente subscrito pela União. Dos segmentos importantes da cadeia do petróleo somente a fase de comercialização de derivados (varejo) não foi incluída no monopólio; foram assegurados os direitos das importadoras estrangeiras para vendas no varejo, bem como a permanência no mercado das refinarias privadas nacionais existentes, desde que não expandissem sua capacidade de produção. A criação da PETROBRAS, além de refletir a crescente participação dos governos nas políticas petrolíferas no mundo, representou o aprofundamento da presença do Estado em relação ao exemplo próximo da empresa Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF), da Argentina, que nunca dispôs do monopólio integral na produção de petróleo e de derivados (Solberg, 1985, p. 51).

A criação da PETROBRAS como empresa única encarregada da exploração e das demais fases da cadeia do petróleo foi embasada em fatores relacionados à “soberania nacional e à segurança”. Prevaleceu a premissa de que a produção de petróleo representava um fator essencial para a segurança do País e para o desenvolvimento industrial. A decisão foi influenciada pela conclusão, que se formara durante as décadas passadas, de que faltavam aos empresários privados nacionais os capitais, a tecnologia e a experiência para explorar petróleo, ideia que foi reforçada pelo melhor conhecimento, na década de 1940, da difícil geologia das bacias sedimentares do Brasil. Quanto às empresas petroleiras estrangeiras, não se acreditava que estivessem dispostas a investir capitais na procura por petróleo, uma vez que já dispunham de fontes abundantes de petróleo, como na Venezuela e no Oriente Médio, e operavam em um mercado mundial cujos retornos dos capitais investidos eram abalados por frequentes excessos de produção e por preços em queda.²³⁵

Como encarregada do monopólio integral no setor, em nome da União, a PETROBRAS assumiu a tarefa isolada de descobrir petróleo para resolver o problema da antiga dependência de importações. A missão mostrou-se de difícil execução durante os primeiros anos de explorações, nas décadas de 1950-1960, quando as descobertas em terra mostraram-se incapazes de acompanhar o crescimento do consumo nacional de petróleo. A tarefa mostrou-se ainda mais pesada

235. Wirth (1985, p. 105; 134); Dias e Quaglino (1993, p. 100-104); Cohn (1986, p. 159).

durante o período mais crítico das duas crises mundiais do petróleo sobre a economia brasileira, de 1974 a 1985.²³⁶ Em razão dos longos prazos e investimentos necessários para se alcançar a produção potencial nos novos campos de petróleo descobertos na Bacia de Campos, a partir de 1974, os volumes produzidos somente mostraram os efeitos buscados de diminuição significativa da dependência do petróleo importado alguns anos depois. De fato, de 1974 a 1980, a produção nacional de petróleo como proporção do consumo total de petróleo caiu para o nível mais baixo desde a década de 1950, ao representar apenas 17% do total. Até que fossem postos em produção os campos descobertos, a Companhia sofreu a insatisfação da opinião pública, ao ser responsabilizada de não conseguir resolver os problemas da escassez de combustíveis e dos altos preços e de possuir uma burocracia que se encontrava fora do controle público, entre outras opiniões desfavoráveis, que eram lembradas pelos críticos como sendo decorrentes do monopólio que então exercia. Somente a partir de 1985 a produção nacional de petróleo bruto se aproximou de 50% do consumo total, mas ainda distante da autossuficiência (Wirth, 1985, p. 106; Dias e Quaglini, 1993, p.137).

Assim, a PETROBRAS pagou um pesado tributo, em termos de imagem, até conseguir aproximar e depois equilibrar a produção de petróleo com a demanda nacional, na segunda metade da década de 2000. Uma decisão alternativa ao monopólio, como a permissão da participação do setor privado nacional na exploração de petróleo, não traria resultados objetivos diante da difícil realidade da geologia do petróleo do Brasil, em que mais de 80% das reservas foram encontradas em águas profundas e ultraprofundas, distantes mais de 80 km do litoral. Nessas condições de exploração, dificilmente os empresários nacionais conseguiriam assumir os riscos econômicos ou disporiam da tecnologia necessária à exploração de petróleo em áreas marítimas profundas, nas décadas de 1970-1990.

Em termos mundiais, partir da década de 1950 a estatização do setor de petróleo avançou em várias regiões do mundo: a Itália consolidou sua grande estatal petrolífera, Enti Nazionali Idrocarburi (ENI), em 1953; em 1954, o Xá do Irã conseguiu um acordo com as companhias petrolíferas estrangeiras pelo qual a companhia estatal do país passou a ser a operadora dos campos de petróleo, ficando as petroleiras multinacionais como prestadoras de serviços à operadora; a Líbia tomou o controle de 51% das ações das empresas que exploravam o petróleo no país, nos primeiros anos da década de 1970; a Venezuela aprovou, em 1971, a “lei da reversão”, iniciando um processo que anteciparia o fim das concessões feitas às companhias estrangeiras desde o início do século, e redundaria na nacionalização

236. De 1974 a 1985 as importações de petróleo e derivados alcançaram, em média, o percentual de 38% do total das importações brasileiras, em comparação com 10,4% em 1971-1973. A partir de 1986, até 1999, o preço nominal mundial do petróleo caiu para a média de US\$ 17,8 o barril, bem abaixo do preço médio de US\$ 32, entre 1980-1985 (Anexo 2, tabela 2).

do setor, em 1976. Neste mesmo ano, as concessões de quatro grandes petroleiras americanas na Arábia Saudita começaram a ser revogadas, num processo de adaptações para a transferência total do controle do petróleo para o governo, que se consolidou em 1980; em 1988, o nome da empresa Aramco foi alterado para Saudi Aramco. A Noruega iniciou sua produção de petróleo, na década de 1970, com a estatal petroleira Statoil participando, nos primeiros anos, com 50% da produção dos campos de petróleo, junto com petroleiras estrangeiras.

Como resultado dos processos de nacionalização citados, a atual estrutura de propriedade das reservas de petróleo mundiais não deixa dúvidas quanto ao peso dos governos no setor: das 25 maiores empresas de petróleo no mundo, dezoito são estatais; aproximadamente 90% das reservas mundiais de petróleo e 75% da produção são controladas por empresas estatais.²³⁷

Balanco histórico da atuação da PETROBRAS

Decorridos 58 anos de atividades exploratórias da PETROBRAS (1954-2012), pode-se realizar um balanço da missão principal que recebeu, isto é, descobrir petróleo para eliminar a dependência das importações e produzir combustíveis em volumes suficientes para abastecer o mercado interno. A sequência de fatos históricos a seguir busca fornecer bases para a análise.

Ao iniciar atividades de prospecção de petróleo, em 1954, a Companhia concentrou esforços de pesquisas e perfurações na Bahia e na Bacia Amazônica. Na segunda bacia foi desenvolvida intensa atividade exploratória, na crença de que a região dispusesse de grande potencial para se encontrar jazidas de hidrocarbonetos. Na busca por petróleo na Bacia Amazônica foram perfurados cerca de 100 poços, até 1960, que não redundaram em nenhuma descoberta comercial, revelando-se a campanha exploratória de maior retrocesso na história da Companhia.

Em outros estados, a PETROBRAS descobriu, nos primeiros dez anos de atividades exploratórias, importantes campos de petróleo em terra, tais como os campos de Taquipe, Buracica e Miranga, na Bahia, Carmópolis, na Bacia Alagoas/Sergipe, e Fazenda Cedro, no Espírito Santo, mas os resultados obtidos não amenizaram a alta dependência de importações de petróleo: a produção brasileira fornecia, em 1965-1966, após doze anos de explorações pela estatal, apenas 33% das necessidades de petróleo do País (Moura e Carneiro, 1976, p. 341; Dias e Quaglino, 1993, p. 137).

Diante do fraco desempenho nas bacias sedimentares terrestres, a Companhia decidiu redirecionar as explorações para o mar, a partir da segunda metade

237. Yergin (2010); Petroleum Intelligence Weekly, citado em Tordo (2011).

da década de 1960. De 1968 a 1975 foram perfurados 156 poços pioneiros na plataforma marítima, que permitiram a descoberta das primeiras jazidas *offshore*, na Bacia Sergipe-Alagoas e no estado do Rio Grande do Norte, entre 1968 e 1973, e na Bacia de Campos, a partir de 1974. Contudo, para a ampliação significativa da produção de petróleo seria necessário esperar até a segunda metade da década de 1970, quando as descobertas na Bacia de Campos começaram a melhorar as perspectivas a respeito da existência de fontes de petróleo significativas no Brasil.

O alto potencial das primeiras reservas encontradas na Bacia de Campos estimulou o aumento dos investimentos *offshore* da PETROBRAS. Nas explorações e no desenvolvimento da produção dos novos campos (E&P) foram investidos, em média, os seguintes valores anuais: 1970-1974: US\$ 877 milhões; 1975-1979: US\$ 2,5 bilhões; 1980-1985: US\$ 5,0 bilhões.²³⁸ De 1974 a 1983 foram perfurados 345 poços exploratórios e descobertos 27 campos e acumulações de petróleo.

A aceleração dos investimentos foi direcionada para colocar em produção quinze novos campos de petróleo, de 1977 a 1985, que levaram a produção de petróleo e gás natural a saltar de 181.000 barris/dia, em 1974, para 560.000 barris/dia, em 1985. A produção nacional passou a abastecer 50,6% do consumo total, em 1985, comparado com 14,0% em 1979. As reservas provadas de petróleo do Brasil passaram de 969 milhões de barris equivalentes de petróleo, em 1973, para 3,3 bilhões, em 1985.

A partir de 1980, as campanhas exploratórias na Bacia de Campos avançaram para águas profundas (acima de 300 metros). Cerca de 20 novos campos e acumulações foram descobertos em águas profundas, a partir de 1984, como os campos de Marlim, Albacora, Albacora Leste, Barracuda, Roncador e Marlim Sul. Um fator que poderia ter arrefecido o estímulo às explorações foi o longo ciclo de baixa nos preços mundiais do petróleo: a partir de 1986 registrou-se queda acentuada nos preços, que permaneceram em torno do valor médio de US\$ 18 o barril durante quatorze anos (de 1986 a 1999, com pequena elevação no ano de 1990), contra o preço médio de US\$ 31 o barril entre 1980-1985. Naquele período de quatorze anos ocorreu tendência geral de redução dos investimentos na exploração de novas áreas *offshore* no mundo. Contrariamente a essa tendência, os investimentos da PETROBRAS em águas profundas foram mantidos, uma vez que, naquele momento, a motivação em encontrar petróleo confundia-se com os planos estratégicos do próprio governo, então pressionado pela crise da dívida externa.²³⁹

Com efeito, a série de dados de investimentos da Companhia mostra que, após os pesados investimentos realizados no desenvolvimento de quinze campos

238. PETROBRAS, Histórico de Investimentos real (2011).

239. De Luca (2011). De 1986 a 1995, os investimentos em Exploração e Produção foram mantidos em US\$ 2,7 bilhões ao ano, em média, e de 1996 a 2000 foram elevados para US\$ 3,1 bilhões ao ano, em valores atualizados de 2011.

de petróleo na Bacia de Campos e no aumento das campanhas exploratórias em águas profundas (1977 a 1985), os investimentos totais na exploração e produção mantiveram-se elevados na década e meia em que perduraram os baixos preços do petróleo (1986-1999): de 1986 a 1989 os investimentos em E&P alcançaram a média anual de US\$ 3,1 bilhões, estabilizando-se em US\$ 2,4 bilhões anuais, de 1990 a 1996, e voltando a crescer após esse último ano, alcançando o valor médio de US\$ 3,3 bilhões, de 1997 a 2000 (Anexo 2, tabela 24). No longo período de baixos preços mundiais de petróleo, as reservas provadas da PETROBRAS passaram de 3,6 bilhões de barris equivalentes, em 1986, para 9,6 bilhões de barris, em 2.000, e a produção diária de petróleo passou de 591.000 barris para 1,27 milhão de barris naqueles anos, respectivamente.

A partir de 2001, a continuação das explorações resultou na descoberta dos importantes campos de Jubarte, Cachalote, Parque das Baleias e Mexilhão (gás), entre outros. Enquanto isso, os campos descobertos nos anos anteriores estavam aumentando sua produção, como resultado dos investimentos realizados nas várias fases ou módulos de expansão programados (PETROBRAS, 2005, p. 59-67), que resultaram, em 2005, em reservas provadas de petróleo e gás de 13,2 bilhões de barris, e na produção diária de 1,7 milhão de barris, próxima da autossuficiência. Os investimentos médios reais anuais em E&P elevaram-se para US\$ 4,5 bilhões, em 2001-2005.

A próxima etapa de grandes descobertas de campos de petróleo ocorreu a partir de 2006, com as explorações realizadas nas rochas marítimas abaixo da camada de sal: Tupi, Iracema, Iara, Guará, Júpiter, Carioca, Franco e Libra e os campos do Parque das Baleias são alguns dos campos de petróleo e gás do Pré-sal que já estão produzindo em bases comerciais ou acumulações que se encontram em fase de avaliações para se detectar o potencial para futuros desenvolvimentos da produção. Em 2006-2010, os investimentos médios reais anuais em E&P saltaram para US\$ 14,0 bilhões. Para os anos de 2012-2016, os investimentos médios em E&P foram orçados em US\$ 26,3 bilhões ao ano, em valores nominais.

Um retrato real da evolução das atividades petrolíferas no Brasil deve levar em conta, ainda, algumas comparações internacionais para se avaliar a posição do País em relação à evolução mundial. No período de 2000 a 2011, enquanto as reservas brasileiras provadas de petróleo cresceram, cumulativamente, 78%, as reservas de importantes países produtores não pertencentes à Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP) decresceram ou apresentaram baixo crescimento, como nos casos seguintes: Estados Unidos (aumento de 1,6%), Noruega (redução de 39%), Reino Unido (redução de 41%), México (redução de 44%). Quanto à produção, o Brasil obteve aumento de 73% de 2000 a 2011, comparado com aumento de 1,4% dos Estados Unidos, e quedas de 39% na Noruega, de 59% no

Reino Unido e de 53% no México.²⁴⁰ Comparando com a China, verifica-se que as reservas conhecidas desse país não aumentaram, permanecendo em torno de 15 bilhões de barris entre 2000 e 2011, enquanto a produção de petróleo cresceu 26%.

Uma avaliação recente da expansão futura da produção mundial de petróleo projetou que a produção brasileira de petróleo (PETROBRAS e petroleiras privadas), deverá crescer para 800.000 barris por dia até 2017, em grande parte proveniente do Pré-sal. Segundo a fonte, o avanço do Brasil poderá ser o terceiro mais expressivo entre os países fora da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP), após o Canadá, cuja produção adicional, proveniente das areias betuminosas, deverá ser de 1,1 milhão de barris/dia, e dos Estados Unidos, com mais 3,3 milhões de barris/dia até 2017, provenientes de rochas espessas, com baixa porosidade (*shale oil* e *tight gas*, fontes não convencionais) (IEA, 2012).

A fonte acima prevê que os Estados Unidos poderão se tornar o maior produtor mundial de petróleo (ultrapassando a Arábia Saudita até meados dos anos 2020), época em que o impacto de novas medidas de eficiência no consumo de combustível começará a notar-se no setor do transporte. A consequência deverá ser uma redução drástica das importações de petróleo pelos Estados Unidos, tornando-se um exportador líquido de petróleo, por volta de 2030.

Com a vantagem do longo tempo decorrido desde a fundação da estatal brasileira de petróleo, que permite uma avaliação mais madura da trajetória nacional no setor petrolífero, pode-se concluir que as opções tecnológicas adotadas foram fundamentais para se alcançar os objetivos buscados de autossuficiência brasileira na produção de petróleo. Quando do lançamento do principal instrumento que embasou os avanços tecnológicos da Companhia, o Programa de Capacitação Tecnológica em Águas Profundas (PROCAP), em 1986, as reservas brasileiras recuperáveis de petróleo eram de 3,6 bilhões de barris equivalentes; 25 anos depois, em 2011, chegaram a 15,7 bilhões de barris, com a previsão de alcançarem, nos próximos anos, cerca de 31 bilhões de barris, após a agregação das reservas previstas (10,2 a 10,8 bilhões de barris) dos campos de Lula, Cernambi, Iara, Guará e Parque das Baleias, e de 5 bilhões de barris de seis áreas com contratos de Cessão Onerosa.²⁴¹ Esse volume de reserva de petróleo pode suprir o consumo do Brasil por mais de 30 anos, aos níveis atuais de consumo.

O crescimento das reservas brasileiras foi contínuo, de 1975 a 2011. Como resultado, as importações de petróleo diminuiram da média anual de 804.000

240. Dados compilados de BP Statistical Review of World Energy 2012. Ver uma análise comparativa dos países acima, no período 1980-1989, na tese de mestrado Análise Econômica e Histórica do Instituto da Unitização, de William Monteiro, 2010, um estudo sobre as origens históricas e os fundamentos econômicos da "individualização da produção", ou "Unitização", conceito que representa a extração conjunta e coordenada de um reservatório de hidrocarbonetos que se estende por áreas pertencentes a diversos proprietários.

241. PETROBRAS (29.05.2012).

barris/dia, entre 1974 e 1984, para 382.000 barris/dia em 2007-2011. Nesse último período, as exportações brasileiras médias foram de 532.000 barris/dia, e as importações, 382.000 barris/dia; em 2011, o Brasil exportou 604.500 barris/dia de petróleo e importou 331.900 barris/dia. Não obstante o Brasil ter alcançado a autossuficiência na produção de petróleo bruto, são realizadas importações de petróleo para composições com os petróleos de origem nacional nas refinarias de derivados. Por outro lado, estão sendo realizadas importações crescentes de derivados de petróleo pela PETROBRAS, a partir de 2009, com o objetivo de abastecer o mercado interno, diante da elevação do consumo de óleo diesel, gasolina e outros derivados.

Em síntese, pode-se concluir que as razões que permitiram alcançar os objetivos de “descobrir petróleo a qualquer custo” e alcançar a autossuficiência são aqueles cinco fatores apresentados na Seção anterior, mas outros aspectos importantes devem ser lembrados: o fato de a estatal brasileira se constituir em Companhia integrada na cadeia produtiva do petróleo permitiu a realização de lucros crescentes no mercado de refino, que contribuíram para a canalização de grandes volumes de investimentos em Exploração e Produção; e de não ter ocorrido interferências governamentais no desvio de lucros da Companhia para outras prioridades sociais ou econômicas, como ocorreu com empresas petrolíferas estatais em outros países. Contudo, ocorreram em vários períodos no passado, e continuam a ocorrer no presente, interferências no controle dos preços finais dos derivados comercializados pela Companhia, com o objetivo de reduzir os impactos sobre os índices nacionais de inflação, provocando reduções na sua rentabilidade e capacidade de investimentos.²⁴²

Como se analisou neste livro, os esforços de explorações no Brasil foram intensificados ao longo do tempo, impulsionados pela necessidade de superar os desequilíbrios na economia brasileira causados pelos elevados gastos com importações de petróleo. A urgência em descobrir novas fontes de petróleo levou à realização de campanhas exploratórias em extensas regiões do território nacional e nas seções profundas da plataforma marítima. Os resultados desses esforços foram obtidos pela superação, passo a passo, dos desafios tecnológicos na exploração e na produção de petróleo em águas rasas, profundas e ultraprofundas.

242. Ver a respeito desse tema Vaclav Smil, *Oil: A Beginner's Guide* (2008). É preciso a propósito desta questão ponderar que, não obstante tenha a PETROBRAS investido, no longo prazo, recursos em volumes suficientes para manter a trajetória de grandes descobertas e de elevação consistente das reservas nacionais de petróleo, a Companhia apresentou, recentemente, baixo dinamismo na produção petróleo: de 2007 a 2011, o crescimento anual da produção de petróleo e gás alcançou a taxa média de 3,9%, inferior ao obtido no período 2000-2006 (7,0 %). Além disso, interferências governamentais na fixação dos preços de derivados tendem a diminuir sua eficiência de mercado, em razão da manutenção dos preços de comercialização de produtos refinados em níveis abaixo dos custos de importação (ver medidas da defasagem entre os preços domésticos de uma cesta de derivados de petróleo e os preços internacionais na apresentação em PPT da PETROBRAS, 29 de outubro de 2012).

REFERÊNCIAS

ALMEIDA, A. C. F. O aprendizado *tecnológico* brasileiro nas áreas de exploração e exploração de petróleo. **Revista Petro & Gás**, jun.1990, p. 41-53.

ALVES, I.; ARAGÃO, A.; BASTOS, B.; FALCÃO, J.; FARTES, E. **Pre-Salt Santos Basin** - Well Construction Learning Curve Acceleration. *In*: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, OTC 20177, Houston, USA, 4–7 May 2009.

ANP - AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO. **Resolução ANP nº 27**, 28 out. 2006. Disponível em: <www.anp.gov.br>.

_____. **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**, 2011 e 2012. Disponível em: <www.anp.gov.br>.

ANPAD - ASSOCIAÇÃO NACIONAL DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA EM ADMINISTRAÇÃO. **PROCAP**: um vitorioso programa brasileiro de P&D para produção em águas profundas. Disponível em: < http://www.anpad.org.br/enanpad/1997/dwn/enanpad1997-ct-04.pdf >. Acesso em: out. 2009.

ARAÚJO, B. C. A PETROBRAS e o setor de bens de capital no Brasil: uma análise microeconômica das oportunidades e desafios à inovação. *In*: DE NEGRI, J. A. *et al.* **Poder de Compra da PETROBRAS**: Impactos econômicos nos seus fornecedores. Brasília: IPEA e PETROBRAS, 2011.

ARAÚJO, F. R.; SILVEIRA, J. P. **Capacitação Tecnológica para Produção de Petróleo em Águas Profundas**. Apresentação em PPT, 23 nov. 2006. Macroplan, Rio de Janeiro.

ARMANDO, S. Sistemas de Produção Antecipada na PETROBRAS. *In*: ENCONTRO INTERNACIONAL SOBRE SISTEMAS DE PRODUÇÃO ANTECIPADA. **Anais...** Rio de Janeiro: PETROBRAS, abr.1983.

_____; MEDEIROS J. B. Considerações de Ordem Técnico-Econômica sobre o Sistema de Produção Antecipada e Plataformas Fixas. *In*: ENCONTRO INTERNACIONAL SOBRE SISTEMAS DE PRODUÇÃO ANTECIPADA. **Anais...** Rio de Janeiro: PETROBRAS, abr.1983.

ASSAYAG, M. I.; FORMIGLI, J.; COELHO, M. V. Águas ultraprofundas no Brasil: os próximos passos para alcançar 3.000 metros. **Revista Brasileira de Tecnologia e Negócios de Petróleo, Química Fina, Gás e Indústria do Plástico**, ano III, nº 15, p. 14-28, 2000.

_____. O domínio das profundezas do mar. **Cadernos PETROBRAS**, nº 2, ago. 2002, p. 15-17.

_____. Depoimento ao Museu da Pessoa, **Projeto Memória PETROBRAS**, 2005. Disponível em <www.museudapessoa.com.br>. Acesso em: nov. 2010.

AUSTIN, D.; CARRIKER, B.; MAC GUIRE T. Pratt, J.; PRIEST, T.; PULSIPHER A. G. **History of the offshore oil and gás industry in Southern Louisiana**, Interim Report, U. S. Department of the Interior, MMS, July 2004. Disponível em: <<http://www.docstoc.com/docs/2198212/History-of-the-Offshore-Oil-and-Gas-Industry-in-Southern-Louisiana>>. Acesso em: dez. 2009.

BARBOSA, Carlos Heleno. Entrevista ao autor. Rio de Janeiro, 2011.

BELTRÃO, R. L. C.; SOMBRA, C. L.; LAGE, A. C. V. M.; FAGUNDES NETTO, J. R.; HENRIQUES, C. C. D. **Challenges and New Technologies for the Development of the Pre-salt Cluster, Santos Basin, Brazil**. In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, OTC 19880, Houston, USA, 4-7 May 2009, p. 4-7.

BOSCO, Flávio. Valorização dos Brasileiros, **Revista Petro&química**, ed. 252, set.2003. Disponível em: <http://www.editoravalete.com.br/site_petroquimica/edicoes/ed_252/ed_252a.html> Acesso em: out. 2009.

BRANCO, E. C. A. **Árvore de Natal Molhada – Instalações**. In: ENCONTRO INTERNACIONAL SOBRE SISTEMAS DE PRODUÇÃO ANTECIPADA. **Anais...** Rio de Janeiro: PETROBRAS, abr.1983.

BRASIL. **Decreto nº 24.642, de 10 de Julho de 1934**. Decreta o Código de Minas. Rio de Janeiro: Congresso Nacional, 1934.

_____. **Decreto-Lei nº 395, de 29 de abril de 1938**. Declara de utilidade pública e regula a importação, exportação, transporte, distribuição e comércio de petróleo bruto e seus derivados, no território nacional, e bem assim a indústria da refinação de petróleo importado e produzido no país, e dá outras providências. Rio de Janeiro: Congresso Nacional, 1938.

_____. **Decreto-Lei 538, de 7 de julho de 1938**. Organiza o Conselho Nacional do Petróleo, define suas atribuições, e dá outras providências. Rio de Janeiro: Congresso Nacional, 1938.

_____. **Constituição dos Estados Unidos do Brasil, de 18 de setembro de 1946**. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/>

constitui%C3%A7%C3%A3o46.htm>.

_____. **Lei nº 2.004, de 3 de outubro de 1953.** Dispõe sobre a Política Nacional do Petróleo e define as atribuições do Conselho Nacional do Petróleo, institui a Sociedade por ações Petróleo Brasileiro Sociedade Anônima, e dá outras providências. Rio de Janeiro: Congresso Nacional, 1953.

_____. **Decreto nº 35.308, de 2 de abril de 1954.** Aprova a constituição da Petróleo Brasileiro S. A. “PETROBRÁS”. Rio de Janeiro: Congresso Nacional, 1954.

_____. **Decreto nº 53.337, de 23 de dezembro de 1963.** Dispõe sobre a importação de petróleo e derivados, nos termos dos artigos 1º e 2º do Decreto-Lei nº 395, de 29 de abril de 1938, e do art. 3º da Lei nº 2004, de 3 de outubro de 1953. Rio de Janeiro: Congresso Nacional, 1963.

_____. **Lei nº 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. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9478.htm>.

BRITISH PETROLEUM. **Statistical Review of World Energy 2012.** Disponível em: <<http://www.bp.com/sectionbodycopy.do?categoryId=7500&contentId=7068481>>.

BRUNI, P. B. Estratégia e Esforço Tecnológico para Alavancar a Competitividade. **Petróleo e Gás Brasil**, Instituto de Economia, UFRJ, mar. 2002.

BYBEE, K. **VASPS Prototype in Marimba Field—Workover and Restart, highlights of VASPS Prototype in Marimba Field**—Workover and Restart, by PEIXOTO, G. A.; *et. al.*, prepared for the 2005 SPE LATIN AMERICAN AND CARIBBEAN PETROLEUM ENGINEERING CONFERENCE, Rio de Janeiro, 20–23 June, 2006. Disponível em: <<http://www.spe.org/spe-site/spe/spe/jpt/2006/05/519252095039Syn.pdf>>. Acesso em: jul. 2012.

CAETANO, E. F.; SILVA, R. G.; da SILVA, R. G.; CAMARGO, R. M. T.; ROHLFING, G., **Cooperation on Multiphase Flow Pumping.** *In*: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, OTC 8448, Houston, USA, 5–8 May 1997a.

_____.; PINHEIRO, J. A. S. F.; MOREIRA, C. C.; FARESTVEDT, L., **MMS-1200: A PETROBRAS and FLUENTA Cooperation on a Subsea Multiphase Flow Meter Application.** *In*: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE,

OTC 8506, Houston, USA, 5-8 May 1997b.

_____.; PINHEIRO, J. A. S. F.; COSTA e SILVA, C. B.; KUCHPIL, C.; DYKESTEEN, E. **Subsea Multiphase Flow Metering Offshore Brazil**. *In: FLOMEKO-10TH INTERNATIONAL CONFERENCE ON FLOW MEASUREMENTS*, Salvador, Brazil, June, 2000.

_____.; SHOHAM, O.; BRILL, J. P. Upward Vertical Two Phase Flow Through an Annulus Part I: Single-Phase Friction Factor, Taylor Bubble Rise Velocity, and Flow Pattern Prediction, **Journal of Energy Resources Technology** (1992) 114, 1.

_____.; SHOHAM, O.; BRILL, J. P. Upward Vertical Two phase Flow Through an Annulus Part II: Modeling Bubble, Slug, and Annular Flow, **Journal of Energy Resources Technology** (1992) 114, 14.

_____.; do VALE, O. R.; TORRES, F. R.; SILVA Jr., A. **Field Experience with Multiphase Boosting Systems at Campos Basin**. *In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE*, OTC 17475, Houston, USA, 2-5 May 2005.

CAETANO FILHO, E. 2003. O papel da pesquisa nacional na exploração e exploração petrolífera da margem continental na Bacia de Campos. *In: Petróleo, Royalties e Região*. Rosélia Piquet (Org.). Rio de Janeiro: Editora Garamond, 2003.

_____. **Revisões de versões preliminar e final deste livro**, 2011, 2012.

CALDAS, J.N. **Uma história de sucesso: 50 anos de Desenvolvimento de Recursos Humanos**. Rio de Janeiro: PETROBRAS, 2005.

CAMERON and CURTISS WRIGHT, CAMFORCE™ – FLOWBOOST™ 2000 – **Subsea Twin Screw Pump** - technical proposal, 2008.

CAMPBELL, G. L. Sistema de Produção Antecipada com Poços-satélite: de Shelf a Slope, 100 metros a 1.000 metros. *In: ENCONTRO INTERNACIONAL SOBRE SISTEMAS DE PRODUÇÃO ANTECIPADA*. **Anais...** Rio de Janeiro: PETROBRAS, abr.1983.

CARDOSO, L. C. **Petróleo - do Poço ao Posto**. Rio de Janeiro: Qualitymark, 2008.

CARMINATTI, M.; DIAS, J. L. e WOLFF, B. (PETROBRAS). **From Turbidites to Carbonates: Breaking Paradigms in Deep Waters**. *In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE*, OTC 20.124, Texas, may 2009.

CHANGING Shape of North Sea Production Facilities, 1992. **Oilfield Review**.

Disponível em: < http://www.slb.com/media/services/resources/oilfieldreview/ors92/0492/p08_17.pdf>. Acesso em: fev. 2010.

CHICO, Santos. FMC constrói unidade no Parque Tecnológico do Rio. **Valor Econômico**, São Paulo, 5 jul. 2010.

CHRISTIE, A.; KISHINO, A.; CROMB, J.; HENSLEY, R.; KENT, E.; MCBESTH, B.; STEWART, H.; VIDAL, A.; KOOT, L. **Subsea Solutions**. Oilfield Review, Winter 1999/2000. Disponível em: < http://www.slb.com/media/services/resources/oilfieldreview/ors99/win99/pages2_19.pdf>. Acesso em: nov. 2009.

CLUBE DE ENGENHARIA. **Nova tecnologia de bombeamento submarino poderá dobrar produção de poços**. Disponível em: <http://www.clubedeengenharia.org.br/08mar_bombeamento_submarino.html>.

COHN, Gabriel. **Petróleo e Nacionalismo**. São Paulo: Difusão Europeia do Livro, 1968.

CONSELHO DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL (CDES). **Novo marco regulatório: Pré-sal e áreas estratégicas**, 29 set. 2009. Disponível em: <http://www.cdes.gov.br/exec/evento/exibe_evento.php?p=f01200e46c4157d65ec6f93ae241ed652ad500b6bbf3>. Acesso em: maio 2010.

CORDEIRO, A. L.; DUTRA, A. B.; PEREIRA, G. I. M. **Octos-1000** - Foundation Studies. Proceedings of the 7TH INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON OFFSHORE ENGINEERING, 1987.

CORRÊA, O. L. S. **Petróleo: Noções sobre Exploração, Perfuração, Produção e Microbiologia**. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2003.

DANTAS, A. T. **Capacitação Tecnológica de Fornecedores em Redes de Firmas: o Caso da Indústria do Petróleo *Offshore* no Brasil**. Tese de doutorado, Instituto de Economia, Universidade do Rio de Janeiro, jul. 1999.

De Luca, João Carlos. Entrevista ao autor. Rio de Janeiro, 2011.

DE NEGRI, J. A., MONTEIRO, W. L. S.; DE NEGRI, F.; TURCHI, L.; WOHLERS, M.; MORAIS, J. M.; CAVALCANTI, L. R. **Poder de Compra da PETROBRAS: Impactos econômicos nos seus fornecedores**. Brasília: IPEA e PETROBRAS, 2011.

DEPARTMENT OF THE INTERIOR, United States. **Final Environmental Statement**, OCS, Sale nº 48, vol. 1, 1979. Acesso em: jul. 2012.

DESAFIO DOS ÓLEOS PESADOS, O. 2005. Disponível em: < www.dep.fem.unicamp.br/ >. Acesso em: ago. 2009.

DESAFIO DO PRÉ-SAL, O. Discoverybrasil.com, 2011.

DIAS, J. L. M. e, QUAGLINO, M. A. **A Questão do Petróleo no Brasil: Uma História da Petrobras**. Edição Fundação Getúlio Vargas, CPDOC/SERINST, Petrobras, 1993.

DIEGUEZ, Consuelo. O petróleo depois da festa. **Revista Piauí**, 28 jan. 2009. Disponível em: <<http://revistapiauui.estadao.com.br/edicao-28>>. Acesso em: set. 2012.

ESCOBAR, Herton. Rede de pesquisa tentará simular, e solucionar, desafios do Pré-sal. **O Estado de S. Paulo**, São Paulo, 3 maio 2009.

FARIAS, K. V.; AMORIM, L. V.; LIRA, H. L. Desenvolvimento de fluidos aquosos para aplicação em perfuração de poços de petróleo – Parte I. **Revista Eletrônica de Materiais e Processos**, v.4.1 (2009)14-25. Disponível em: <<http://www.dema.ufcg.edu.br/revista/index.php/REMAP/article/viewFile/90/109>>. Acesso em: fev. 2010.

FARIAS, M. N.; FRANÇA, L.C. Sistema de Produção Antecipada do Campo de Corvina. *In*: ENCONTRO INTERNACIONAL SOBRE SISTEMAS DE PRODUÇÃO ANTECIPADA. **Anais...** Rio de Janeiro: PETROBRAS, abr. 1983.

FCC EM REVISTA: 25 Anos. Rio de Janeiro: Fábrica Carioca de Catalisadores, 2010.

FERNÁNDEZ Y FERNÁNDEZ, E., PEDROSA Jr., O. A.; PINHO, A.C. (Orgs.). **Dicionário do Petróleo em Língua Portuguesa** – exploração e produção de petróleo e gás. Rio de Janeiro: Lexikon Editora Digital, 2009.

_____.; ALVARENGA, M. **Indústria Nacional de Bens e Serviços**. Disponível em: <www.onip.org.br >. Acesso em: set. 2011.

FERREIRA, A.C. Entrevista. **Revista Petro&Química**, nº 285, 2006.

FIESC - FEDERAÇÃO DAS INDÚSTRIAS DO ESTADO DE SANTA CATARINA. **Atividade Offshore no Brasil**. Disponível em: <<http://www2.fiescnet.com.br/web/pt/site/infra/info/atividade-offshore-no-brasil>>. Acesso em: maio 2009.

FIGUEIREDO, M.W., KUCHPIL, C.; CAETANO, E.F. **Application of Sub-sea Processing and Boosting in Campos Basin**. OTC 18198. *In*: OFFSHORE

TECHNOLOGY CONFERENCE, Houston, Texas, USA, 1–4 May 2006.

FONSECA, M. G.; LEITÃO, D. M. Reflexões sobre o relacionamento entre o CENPES e a universidade. **Boletim Técnico da Petrobras**, v. 31 (2), abr./jun. 1988, p. 165-173.

FORMIGLI, J. M.; PINTO, A. C. C.; ALMEIDA, A. S. **Santos Basin's Pre-Salt Reservoirs Development: The Way Ahead**. *In*: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, OTC 19.953. Houston, Texas, maio 2009.

_____. Entrevista Investidor Informado, **Valor Econômico**, São Paulo, 23 maio 2008. Disponível em: <<http://www.investidorinformado.com/2008/05/gasoduto-de-250-km-vai-ligar-tupi.html>>. Acesso em: jun. 2009.

FRAGA, O. A parceria empresa-universidade em alto-mar: o caso das plataformas da PETROBRAS. **Revista Politécnica On Line**, 2002, p. 246.

FREEMAN, C.; SOETE, L. **The Economics of Industrial Innovation**, MIT, 1997.

FREITAS, A.G. **Capacitação tecnológica em sistemas de produção para águas profundas**, 1993. Dissertação (Mestrado) - Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas - UNICAMP, jul.1993.

FUNDAÇÃO UNIVERSITÁRIA IBEROAMERICANA (FUNIBER). **Tecnologia nova para elevar a produção dos poços submarinos**, 2009. Disponível em: < http://ambientes.ambientebrasil.com.br/energia/artigos_petroleo/tecnologia_nova_para_elevar_a_producao_dos_pocos_submarinos.html >. Acesso em: maio 2010.

FURTADO, A.T. **A Trajetória Tecnológica da PETROBRAS na Produção Offshore**, 1996. Disponível em:< <http://www.revistaespacios.com/a96v17n03/30961703.html#inicio>>. Acesso em: out. 2009.

_____. FREITAS, A.G. **O novo padrão de inovação da PETROBRAS na década de 1990**. *In*: XXI SIMPÓSIO DE GESTÃO DA INOVAÇÃO TECNOLÓGICA, Universidade de São Paulo – Núcleo PGT. São Paulo, 7-10 nov. 2000.

_____.; FREITAS, A.G. Nacionalismo e Aprendizagem no Programa de Águas Profundas da PETROBRAS. **Revista Brasileira de Inovação**, v. 3, nº 1, jan./jun. 2004.

FURTADO, F.; FERNANDES, T. Um jeito novo de investir em C&T. **Ciência Hoje**, v. 31, nº 184, jul. 2002, p. 89-91.

GALL, N. O desafio industrial do Pré-sal, 2011a. **O Estado de S. Paulo**, São Paulo, 27 mar. 2011.

_____. Petróleo em águas profundas e os recursos humanos, 2011b. **O Estado de S. Paulo**, São Paulo, 8 maio 2011.

HENRIQUES, C.C.D. **Cenário Tecnológico Nacional – Setor de Petróleo e Gás**. Apresentação em PPT. Encontro de Lideranças, 22 fev. 2011. Disponível em: <http://www.confega.org.br/publicue/media/apresentacao_carlos_cunha.pdf>.

HISTÓRIA do petróleo no Brasil. **COMCIENCIA**. SBPC/Labjor, 2002a. Disponível em: <www.comciencia.br/reportagens/petroleo.pet06.shtml>. Acesso em: out. 2010.

IBGE - INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. **Estatísticas Históricas do Brasil**, Rio de Janeiro: IBGE, 1987, v. 3.

IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **World Energy Outlook 2012**. Disponível em: <www.iea.org>.

IEDI – INSTITUTO DE ESTUDOS PARA O DESENVOLVIMENTO INDUSTRIAL. **Estudos sobre o Pré-sal**, dez. 2008. Disponível em <<http://www.apn.org.br/apn/images/stories/documentos/estudos-sobre-o-presal.pdf>>.

IPEA – INSTITUTO DE PESQUISA ECONÔMICA APLICADA. **Banco de Dados**, Diretoria de Estudos Setoriais. Brasília: IPEA, 2010.

ISTO É On Line. **Mar à Vista**. 10 maio 2006. Disponível em: <http://www.terra.com.br/istoe-temp/especiais/petrobras3/mar_a_vista.htm>. Acesso em: jan. 2010.

IVANHOE, L. F.; LECKIE, G. G. Global oil, gas fields, sizes tallied, analyzed. **Oil & Gas Journal**, 16/2/1993. Disponível em <<http://www.ogj.com/articles/print/volume-91/issue-7/in-this-issue/exploration/global-oil-gas-fieldssizes-tallied-analyzed.html>>.

IZETTI, R. G. **Avaliação econômica de projetos de inovação tecnológica através da teoria das opções reais: uma aplicação real na área de produção de petróleo**, 2007. Disponível em: <http://www.abepro.org.br/biblioteca/ENE-GEP2000_E0149.PDF>. Acesso em: jul. 2011.

JARDIM, R. G. Depoimento ao Museu da Pessoa, **Projeto Memória PETROBRAS**, 2005. Disponível em <www.museudapessoa.com.br>. Acesso em: nov. 2010.

JUSTI, A. C. A.; GUEDES, F. P.; FILHO, J. C. A.; ALMEIDA, J. R. F.; VALLE, M. R.; GONÇALVES, R.; MORO, R.; ALMEIDA, A. B. S. **Pre-Salt: the Brazi-**

lian opportunity to take local industry to the next level. *In:* OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, OTC 19.953, Houston, Texas, 4–7 May 2009.

KEILEN, H. **Norwegian Petroleum Technology:** A success story. Norwegian Academy of Technological Sciences. Offshore Media Group, 2005.

KUJAWSKI, J. M.; CAETANO, E. F. **Demonstration of a Subsea Multiphase Flow Pumping System.** *In:* EUROPEAN CONGRESS ON FLUID MACHINERY FOR THE OIL, PETROCHEMICAL, AND RELATED INDUSTRIES – ICD 2353999, Netherlands, Apr. 1999.

LAGE, A. C. V. M.; SANTOS, H.; SILVA, P. R. C. **Drilling With Aerated Drilling Fluid From a Floating Unit Part 2: Drilling the Well.** *In:* SPE Annual Technical Conference and Exhibition, SPE 71361, New Orleans, 30 Sep. – 3 Oct. 2001.

_____; SOTOMAYOR, G. P.; VARGAS, A. C.; SILVA, P. R. C.; LIRA, H. L.; SILVA FILHO, P. **The First Underbalanced Multilateral Well Branches Drilled in Brazil - a Field Case History.** *In:* SPE/IADC Drilling Conference, SPE/IADC 79852, Amsterdam, 19-21 Feb. 2003.

LAND, W. L. C. Pesquisa industrial. **Boletim Técnico da Petrobras**, número especial, fev. 1964, v. 7, p. 109-127.

LAPPEGAARD, O. T., SOLHEIM, B. J.; PLUMMER, F. B. **Snorre project strategies and status.** *In:* 23^a OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, OTC 6626, Houston, Texas, may 1991.

LEITÃO, D. M. Dez anos de pesquisa tecnológica sobre processos. **Boletim Técnico da Petrobras**, nº 1, jan./mar. 1984, v. 27, p. 50-73.

_____. O Processo de aprendizagem tecnológico nos países em desenvolvimento: o caso da refinação de petróleo no Brasil. **Boletim Técnico da Petrobras**, nº 3, jul./set. 1985, v. 28, p. 207-218.

LERØEN, B. V. Invisible Technology: from Tommeliten to Snøhvit. *In:* KEILEN, H. **Norwegian Petroleum Technology:** A success story, 2005. Norwegian Academy of Technological Sciences; Offshore Media Group: NTVA, Trondheim-Noruega, 2005.

LIMA, P. C. R. **Pré-sal - O Novo Marco Legal e a Capitalização da Petrobrás.** Brasília: Synergia Editora, 2011.

_____. **Um Novo Marco Legal para Pesquisa e Lavra das Jazidas Brasileiras**

de Petróleo e Gás Natural. Brasília: Câmara dos Deputados, Consultoria Legislativa, jul. 2008.

_____. **Os desafios, os impactos e a gestão da exploração do Pré-sal**. Brasília: Câmara dos Deputados, Consultoria Legislativa, nov. 2008.

_____.; QUEIROZ FILHO, A. P.; NAZARENO, C.; TAVARES, W. M. L. **Os Desafios do Pré-sal**. Relatores: Deputados Fernando Ferro e Paulo Teixeira. Cadernos de Altos Estudos. Brasília: Câmara dos Deputados, 2009.

MACHADO FILHO, Zephyrino Lavanére. Sistema de Produção Antecipada de Bonito. *In*: ENCONTRO INTERNACIONAL SOBRE SISTEMAS DE PRODUÇÃO ANTECIPADA. **Anais...** Rio de Janeiro: PETROBRAS, abr.1983.

_____.; Zephyrino Lavanére. Entrevista ao autor, Rio de Janeiro, 2011.

MAHONEY, C. N.; SUPAN, C. 2012 Deepwater Solutions & Records for Concept Selection. Wood Group Mustang and **Offshore Magazine**, may 2012. Disponível em: <<http://www.mustangeng.com/AboutMustang/Publications/Publications/Deepwater%20Poster%20Final.pdf>>. Acesso em: ago. 2012.

MANSANO, R. B. **Engenharia de Perfuração e Completação em Poços de Petróleo**. Apresentação em PPT, Florianópolis, 5 ago. 2004. PETROBRAS. Disponível em: <http://www.petroleo.ufsc.br/palestras/2004_08_05.pdf>.

MARCUSSO, J. L. **Os desafios para o desenvolvimento do Pré-sal da Bacia de Santos** - a cadeia de fornecedores, 22 ago. 2011. Apresentação em PPT. PETROBRAS. Disponível em: <http://www.valor.com.br/sites/default/files/apresentacao_jose_luiz_marcusso.pdf>. Acesso em: abr. 2012.

MARTINS, L. **Pouvoir et Développement Économique**. Paris: Éditions Anthropos, 1976.

MARTINS, R. M. L. **Suprimento de Bens e Serviços para a PETROBRAS**. Apresentação em PPT, Rio Oil & Gas, set.2012. Disponível em: < <http://www.investidorpetrobras.com.br/>. >

MASSÁ, F. E. A. Depoimento ao Museu da Pessoa, **Projeto Memória PETROBRAS**, 2005. Disponível em <www.museudapessoa.com.br>. Acesso em: nov. 2010.

MELO, A. V.; SERAPIÃO, A. B. S.; MENDES, J. R. P. **Método da histerese por auto-ajuste para minimização de esforço de controle no separador submarino VASPS**. Sba Controle & Automação, v. 20 n°1, jan./mar. 2009. Disponível em: <<http://www>>

scielo.br/scielo.php?pid=S0103-17592009000100010&script=sci_arttext>.

MERCADO Competitivo requer profissional mais capacitado. **COMCIÊNCIA**. SBPC/Labjor, 2002b; Disponível em: < <http://www.comciencia.br/reportagens/petroleo/pet11.shtml> >. Acesso em: jun. 2010.

MFX DO BRASIL. **Compromisso com um mundo melhor**. www.mfx.com.br.

MIERAS, A. A. Joint Venture do Campo de Buchan: Evolução, Desenvolvimento e Operação Inicial. *In*: ENCONTRO INTERNACIONAL SOBRE SISTEMAS DE PRODUÇÃO ANTECIPADA. **Anais...** Rio de Janeiro: PETROBRAS, abr. 1983.

MMS - MINERALS MANAGEMENT SERVICE. **History of the Offshore Oil and Gas Development in Louisiana**. Disponível em: <http://www.gomr.mms.gov/homepg/regulate/environ/louisiana_coast.html>.

MONTEIRO, W. L. S. **Análise econômica e histórica do instituto da Unitização**. Dissertação (Mestrado). Fundação Getúlio Vargas - Escola de Pós-Graduação em Economia, Rio de Janeiro, 2010.

MORAIS, M. G. G. Depoimento ao Museu da Pessoa, **Projeto Memória PETROBRAS**, 2005. Disponível em <www.museudapessoa.com.br>. Acesso em: nov. 2010.

MOURA, P.; CARNEIRO F. **Em Busca do Petróleo Brasileiro**. 1. ed. Rio de Janeiro: Editora Fundação Gorceix (Ouro Preto), 1976.

NAKANO, C. M. F., PINTO, A. C. C., MARCUSSO, J. L.; MINAMI, K., **Pre-Salt Santos Basin - Extended Well Test and Production Pilot in the Tupi Area: The Planning Phase**. *In*: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, OTC 19886, Houston, Texas, USA, 4–7 May 2009.

NAKASHIMA, C. Y., OLIVEIRA Jr., S., CAETANO, E. F. **Heat transfer in a twin-screw multiphase pump**: Thermal modeling and one application in the petroleum industry". Elsevier/Energy31, 2006. Disponível em: < www.science-direct.com>.

NATURAL GAS. **Issues and Trends, Chapter 4**: Offshore Development and Production. Energy Information Administration, 1998. Disponível em: <http://www.eia.doe.gov/pub/oil_gas/natural_gas/analysis_publications/natural_gas_1998_issues_trends/pdf/chapter4.pdf>. Acesso em: abr. 2009.

NEGRÃO, A.F.; LAGE, A.C.V.M.; CUNHA, J.C. **An Overview of Air/Gas/Foam Drilling in Brazil**. *In*: SPE Dril. & Completion, v. 14, n. 2, June 1999.

NELSON, W. L. **Petroleum Refinery Engineering**. McGRAW-HILL Book Company, 1958.

NETO, E. A., ALONSO, P. S. R.; ROSSETO FILHO, I. J.; SERPA, F. G. **Santos Basin - Pre-Salt Cluster Long Term Supply Strategy**. In: OFFSHORE TECHNOLOGY CONFERENCE, OTC 20100, Houston, Texas, USA, 4–7 May 2009.

NOIA – NATIONAL OCEAN INDUSTRIES ASSOCIATION. **History of Offshore**, 2006. Disponível em: <<http://www.noia.org/website/article.asp?id=123>>. Acesso em: abr. 2009.

NPD - NORWEGIAN PETROLEUM DIRECTORATE. **Facts 2010** - The Norwegian Petroleum Sector, 2010. Disponível em: <<http://www.npd.no/en/Publications/Facts/Facts-2010/>>.

OECD/OCDE – ORGANIZAÇÃO PARA A COOPERAÇÃO E DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO. **Manual de Oslo** - Diretrizes para coleta e interpretação de dados sobre inovação. Rio de Janeiro: tradução Finep da 3ª edição em inglês, de 1997.

OLIVEIRA, M. F. D. **Análise da Aplicação de um Sistema de Bombeamento Multifásico Submarino na Produção de Petróleo**. Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós Graduação em Engenharia Mecânica do Departamento de Engenharia Mecânica do Centro Técnico Científico da PUC-Rio, Orientadores: Prof. Dr. Marcos Sebastião P. Gomes e Dr. Elísio Caetano Filho, agosto de 2003. Disponível em: <http://www2.dbd.puc-rio.br/pergamum/tesesabertas/0015607_03_cap_03.pdf>, Acesso em: 01 fev. 2011.

ORTIZ NETO, J. B. **O processo de aprendizado tecnológico na trajetória do sistema de produção flutuante empreendido pela Petrobras em seu programa de capacitação tecnológica em águas profundas – PROCAP**. Dissertação (Mestrado). Universidade Federal do Paraná, Departamento de Pós-Graduação em Desenvolvimento Econômico, 2006.

_____; COSTA, A. J. D. A Petrobras e a exploração de petróleo offshore no Brasil: um approach evolucionário. Rio de Janeiro: **Revista Brasileira de Economia**, jan./mar. 2007.

_____; SHIMA, W. T. Trajetórias Tecnológicas no Segmento *Offshore*: Ambiente e Oportunidades. **Revista de Economia Contemporânea**, Rio de Janeiro, v. 12, n. 2, p. 301-332, maio/ago. 2008.

O TRANSPORTE JÁ PREOCUPA. **O Estado de S. Paulo**, São Paulo, 5 dez. 1974. Disponível em: <www.estadao.com.br/acervo>. Acesso em: 27 maio 2012.

PALAGI, C. **Development of Cascade and Chinook Fields in Ultra Deep Waters in the Gulf of Mexico**. PF&C, 2009. Disponível em: <<http://www.spegcs.org/en/art/822>>. Acesso em: out. 2009.

PAMPLONA, N. PETROBRAS cria plataforma submarina. **O Estado de S. Paulo**, São Paulo, 8 out. 2003.

PARSHALL, J. **Technology Drives Deepwater GOM Winning Streak**. JPT Online. Disponível em: <www.spe.org/spe-app/spe/jpt/2007/06/GulfofMexico.htm>. Acesso em: jul. 2009.

PENNENERGY. **Floating Production: why drilling space comes at least cost on floating production vessels**, 2011. <<http://www.webutation.net/go/review/qa.pennenergy.com#>>.

PETROBRAS. **O petróleo no Brasil**. Rio de Janeiro: SERPUB, 1954.

_____. **Anais do Encontro Internacional sobre Sistemas de Produção Antecipada**, Rio de Janeiro, 8-10 set. 1982. PETROBRAS, abr.1983.

_____. **PROCAP 3.000**. Rio de Janeiro: CENPES, may 2001.

_____. **30 Years of Offshore Technology**, 2004a. International Communications/Petrobras.

_____. **Programa de Desenvolvimento Tecnológico em Águas Profundas - PROCAP 3.000: A próxima fronteira**, 2004b. Disponível em: <www.coopetroleo.com.br/pagua03.htm>. Acesso em: abr. 2010.

_____. **30 Years of Deepwater Technology**. International Communications/Petrobras, 2005.

_____. PETROBRAS Magazine. **Edição especial de negócios**. Rio de Janeiro: Petrobras, 3 set 2010.

_____. **Relatório de Atividades 2010**. Disponível em <www.investidorpetrobras.com.br>.

_____. **Panorama 2010**. Petrobras / Relacionamento com Investidores/Comunicação Institucional. Disponível em: <www.petrobras.com.br/RI>.

_____. **Declaração de Comercialidade das Áreas de Tupi e Iracema**. Comunicados e Fatos Relevantes, 29/12/2010. Disponível em <www.investidorpetrobras.com.br>.

_____. **PETROBRAS Magazine**. ed. 59. Rio de Janeiro: Petrobras, 3 set 2010.

_____. **PETROBRAS celebra o primeiro óleo do poço de Tupi**. 28 out. 2010 <<http://fatosedados.blogspetrobras.com.br/2010/10/28/fpso-cidade-de-angra-dos-reis-produzira-ate-100-mil-barris-diarios>>. Acesso em: fev. 2011.

_____. **Fatos e Dados**, 6 maio 2011. Disponível em: fatosedados.blogspetrobras.com.br.

_____. **Produção em Águas Profundas**. Disponível em: http://www2.petrobras.com.br/tecnologia2/port/areadeatuacao_exploracaoaguas.asp. Acesso em: fev. 2011.

_____. **Pre-salt Oil: Developing the Frontier**. Apresentação em PPT. Disponível em: <www.investidorpetrobras.com.br> Apresentações.

_____. **Histórico de Investimentos real**, 2011. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/destaques-operacionais/investimentos>>.

_____. **RIMA - Relatório de Impacto Ambiental - Revisão 01, Testes de Longa Duração** - TLDs nas Áreas de Guará e Carioca (BM-S-9), Tupi Nordeste e Iracema (BM-S-11), Bacia de Santos. ICF INTERNACIONAL. Rio de Janeiro, nov. 2011.

_____. **Visão Geral da PETROBRAS**, jan.2012. Disponível em: <<http://www.slideshare.net/petrobrasri/visao-geral-da-petrobras>>.

_____. **Oportunidades? Muitas; Desafios? Diversos**. Maria das Graças Silva Foster. Apresentação em PPT, 17 abr. 2012. Disponível em: <www.investidorpetrobras.com.br>.

_____. **Oportunidades e Desafios**. Maria das Graças Silva Foster. Apresentação em PPT na Câmara dos Deputados, 25 abr. 2012. Disponível em: <www.investidorpetrobras.com.br>.

_____. **Apresentação ABGP - Associação Brasileira de Geólogos de Petróleo**. Maria das Graças Silva Foster. Apresentação em PPT, 29 maio 2012. Disponível em:< <http://www.investidorpetrobras.com.br/>.

_____. **Tecnologia PETROBRAS 2011**. Centro de Pesquisas e Desenvolvimento (CENPES), Rio de Janeiro: CENPES, jun. 2012.

_____. **Plano de Negócios e Gestão 2012-2016 e Plano Estratégico 2012-2020**, apresentação PPT, 25 junho 2012. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/>.

_____. **Plano de Negócios e Gestão 2012-2016**. Apresentação em PPT, 15 ago. 2012. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/>>.

_____. **PETROBRAS at a Glance**, Jan. 2010; Oct. 2011, Apr. 2012; Sep. 2012. Disponível em: <<http://www.slideshare.net/petrobrasri/petrobras-at-aglanceoctober2011>>.

_____. **A Curva de Produção da PETROBRAS 2012-2020 e a Indústria Naval e Offshore do Brasil**. Maria das Graças Silva Foster. Apresentação em PPT, RIO OIL & GAS EXPO & CONFERENCE, 20 set. 2012a. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/>>.

_____. **Pré-sal, Panorama e Oportunidades**. Carlos Tadeu Fraga. Apresentação em PPT, RIO OIL & GAS EXPO & CONFERENCE, 20 set. 2012b. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/>>.

_____. **Divulgação de Resultados, 3º trimestre de 2012**. Apresentação em PPT, 29 out. de 2012. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/>>.

PETKOVIC, M. A. L. Vitória Régia – Plataforma de produção de baixo custo para águas profundas. **Boletim Técnico da Petrobras**, jul./dez. 1991.

PLANET-ENERGIES. **Exploration by seismology**, 2009. Disponível em: <planet-energies.com/content/oil-gas/exploration/substratum/seismology.html>. Acesso em: out. 2010.

PORTINHO, S. O. M. Engenharia básica nas áreas de refinação de petróleo e petroquímica. **Boletim Técnico da Petrobras**, jan./mar. 1984.

PROCAP 2.000 – Águas Profundas. Coopetróleo. Disponível em: <<http://www.coopetroleo.com.br/pagua02.htm>>. Acesso em: jul. 2009.

QUEIROZ PINTO, H. (Org). **Economia da Energia** – Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial. Rio de Janeiro: Editora Campus, 2007.

REDETEC. **Sistemas de Produção Flutuante**, 2002. Disponível em: <<http://www.redetec.org.br/inventabrasil/spfpet.htm>>. Acesso em: out. 2009.

REMERY, E. F. M.; QUINTELA, F. Desenvolvimento de Sistemas de Produção Flutuantes Utilizando Navios-cisterna. ENCONTRO INTERNACIONAL SOBRE SISTEMAS DE PRODUÇÃO ANTECIPADA. **Anais...** Rio de Janeiro: PETROBRAS, abr.1983.

REVISTA BRASIL ENERGIA. **Pré-Sal** - Notas e Informações, jun.2009. Disponível em: <http://www.cogensp.com.br/workshop/2009/Pre_Sal_Notas_Informacoes.pdf>. Acesso em: maio 2010.

_____. **Pré-Sal** - Notas & Informações, entrevista com José Formigli, Gerente Executivo do Pré-sal, julho 2010.

_____., n° 382, set. 2012.

_____. **O óleo tem de chegar**, out. 2012.

REVISTA PESQUISA FAPESP. **Pré-sal gera demanda de inovações tecnológicas**, ed. n° 152, out. 2008. Disponível em: <<http://www.protec.org.br/imprimir.asp?tipo=1&cod=2265>>. Acesso em: jun. 2010.

REVISTA PETRO&GÁS. ed. 292.

REVISTA PETRO&QUÍMICA. **55 anos em 5**, ed. 308, ago. 2008.

REVISTA PETROBRAS, Vários números.

REVISTA PIRELLI CLUB ON-LINE, ed. n° 11, 2º trimestre de 2.000, Disponível em: < http://www.prysmianclub.com.br/revista/PClub_11>. Acesso em: out. 2011.

REVISTA VEJA. **O novo milagre brasileiro?** Arquivo Veja, 4/12/1974.

_____. **As notáveis virtudes do Petróleo**, 11/12/1974.

RIBEIRO, L. P. Depoimento ao Museu da Pessoa, **Projeto Memória PETROBRAS**, 2005. Disponível em <www.museudapessoa.com.br>. Acesso em: nov. 2010.

RITTERSHAUSSEN, J. H. **Procurement Policy and Critical Equipment Supply**, PETROBRAS, may 2010.

RUAS, J. A. G. Transformações na Concorrência, Estratégias da PETROBRAS e Desempenho dos Grandes Fornecedores de Equipamentos *Subsea* no Brasil. In: DE NEGRI, J. A. *et al.* **Poder de Compra da PETROBRAS**: Impactos econômicos nos seus fornecedores. Brasília: IPEA e PETROBRAS, 2011.

SAFATLE, Claudia. “A mãe de todas as crises do Brasil”. **Valor Econômico**, caderno “O dia em que o Brasil quebrou”, São Paulo, 10-12 ago. 2012.

SALERNO, M. S.; e FREITAS, S. L. T. U. **A influência da PETROBRAS no desenvolvimento tecnológico**: O caso dos institutos de ciência e tecnologia, 2010. Brasília: IPEA, 2010. Mimeografado.

SALIÉS, J. B. **Águas Profundas**, 2004a. Disponível em: <www.coopetroleo.com.br/pagua01.htm>. Acesso em: abr. 2009.

_____. Depoimento ao Museu da Pessoa, 2004b. **Museu da Pessoa, Projeto Memória PETROBRAS** <www.museudapessoa.net>. Acesso em: fev. 2011.

SARTORI, F. J; SOARES, S. D. **Sistema Tecnológico da PETROBRAS** – do poço ao posto. Apresentado na IV CONFERÊNCIA PANAMERICANA DE END, Buenos Aires, oct.2007 – Asociación Argentina de Ensayos No Destructivos y Estructurales (AAENDE).

SAULNIERS, A. H. The State Companies: A Public Policy Perspective. *In*: WIRTH, J. D (Ed.). **Latin American Oil Companies and the Politics of Energy**, 1985.

SCHÜFFNER, Cláudia.; GÓES, Francisco. “PETROBRAS terá operação submersa no Pré-sal”. **Valor Econômico**, São Paulo, 28 dez. 2010.

SHELL GLOBAL HOMEPAGE. **Shell starts production of Perdido** – people, technology and deep-sea stories. Disponível em: http://www.shell.com/home/content/aboutshell/our_strategy/major_projects_2/perdido/overview/. Acesso em: set. 2011.

SILVA, J. E. M.; MATTOS, C. H. S.; RITTERSHAUSSEN, J. H. Primeira instalação de uma bomba centrífuga submersa em águas profundas: RJS-477A, Bacia de Campos, Brasil. **Boletim Técnico da Petrobras**, jan./mar. 2000.

SILVA, M. V. C. **O ROV na indústria do petróleo**. Disponível em: < www.rrc-robotica.com.br >. Acesso em: fev. 2011.

Silveira, José Paulo. Entrevistas ao autor, Rio de Janeiro, 2009, 2011.

SIMMONS, M. R. **Twilight in the Desert: The Coming Saudi Oil Shock and the World Economy**. John Wiley & Sons, Inc., 2005 (edição eletrônica Kindle/Amazon, 2012).

SMIL, Vaclac. **Oil - A Beginner`s Guide**. Oneworld Oxford, 2008 (ebook edition, published by Oneworld Publications 2011- Kindle/Amazon, 2012).

SOARES, P. Tecnologia desenvolvida para o Campo de Roncador conquista prêmio OTC 2001. **Revista Power**. Petróleo, Eletricidade e Energias Alternativas, nº 7, p. 5-7, 2001.

SOLBERG, C. E. **YPF: The Formative Years**. *In*: WIRTH, J. D (Ed). **Latin Ame-**

ican Oil Companies and the Politics of Energy, 1985.

SOTOMAYOR, G. **Nanotecnologia & Engenharia de poço**. Apresentação em PPT, dez. 2011, PETROBRAS.

SOUSA, F. J. R. **A cessão Onerosa de áreas do Pré-sal e a capitalização da Petrobrás**. Brasília: Câmara dos Deputados, Consultoria Legislativa, 2011.

SOUZA, K. G; MARTINS, L. R., **Novas Tecnologias Aplicadas no Estudo de Recursos Minerais de Mar Profundo**, 2007. Disponível em: <http://www.ufrgs.br/ceco/gravel/5/CD/docs/Gravel_5_03.pdf>. Acesso em: out. 2010.

STUCKENBRUCK, S.; FONTOURA, S. A. B. **Simulação Dinâmica de Perfuração Sub-Balanceada**. PUC-Rio/CIV/GTEP, RJ, Brasil, 2010. Disponível em: <<http://www.enahpe.com.br/programa/p27-underbalance.pdf>>. Acesso em: jul. 2010.

TAMER, A. **Petróleo, o Preço da Dependência**. Rio de Janeiro: Editora Nova Fronteira, 1980.

THOMAS, J. E. (Org). **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. 2. ed., Rio de Janeiro: PETROBRAS e Editora Interciência, 2004.

TORDO, S., with TRACY, B. S. and ARFAA, N. **National Oil Companies and Value Creation**. World Bank Working Paper, nº 218. Washington, D.C: The World Bank, 2011.

VALENÇA, A. M. Águas Profundas: a realidade e o mito. **Revista Petro & Gás**, out. 1989, p. 26-31.

VALENÇA, A. M.; JARDIM, R. G. Operações de Sistemas de Produção Antecipada. ENCONTRO INTERNACIONAL SOBRE SISTEMAS DE PRODUÇÃO ANTECIPADA. **Anais...** Rio de Janeiro: PETROBRAS, abr.1983.

VALOR ECONÔMICO. Investidor Informado. 23/5/2008. Disponível em: <<http://www.investidorinformado.com/2008/05/gasoduto-de-250-km-vai-ligar-tupi.html>>. Acesso em: 8 ago. 2009.

VASCONCELOS, P. Plataformas fixas no mar, **Boletim Técnico da Petrobras**, nº 4, 1973 (out./dez), v.16.

WERNECK, Maurício. Entrevista, **Portal Fator Brasil**, 6/5/2008. Disponível em: <http://www.revistafator.com.br/ver_noticia.php?not=38763>. Acesso em: fev. 2011.

WILLIAMS, Ileana Z., Pesquisa Tecnológica na Petrobras – a conquista de um objetivo. **Boletim Técnico da Petrobras**, jan./mar. 1967, p. 85-98.

WIRTH, J. D. (Ed). **Latin American Oil Companies and the Politics of Energy**. University of Nebraska Press, U.S.A., 1985.

YERGIN, Daniel. **O Petróleo**: Uma história mundial de conquistas, poder e dinheiro. São Paulo: Editora Paz e Terra, 2010.

BIBLIOGRAFIA COMPLEMENTAR

ALMEIDA, A. S. **Petróleo e Gás**: Recuperação Secundária em Campos de Produção. Apresentação em PPT no Seminário Recursos Energéticos do Brasil: petróleo, gás, urânio e carvão. Rio de Janeiro, Clube de Engenharia, 30 set. 2004.

BAPTISTA, C. A.; OLIVEIRA, S. L.; SILVA, S. C. **O desafio da integração refino-bio-refino**: uma visão do futuro. RIO OIL & GÁS EXPO AND CONFERENCE, 2008.

BENSIMON, L. F., Semi-submersível de produção para águas profundas-um estudo paramétrico de movimentos. **Boletim Técnico da Petrobras**, abr./set 1987, v. 30.

COMCIENCIA. **Bacia sedimentar do Amazonas é a terceira em produção de petróleo**. SBPC/Labjor, 2002. Disponível em: < <http://www.comciencia.br/reportagens/petroleo/pet12.shtml> >. Acesso em: jun. 2010.

_____. **Pesquisa petrolífera no Brasil na fronteira do conhecimento**. SBPC/Labjor, 2002. Disponível em: < www.comciencia.br/reportagens/petroleo.pet07.shtml >.

COSTA, L. C. S. **Gestão de Tecnologia**. Apresentação em PPT, EME. 20.05.2010.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Informe à Imprensa sobre o Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2020**, Rio de Janeiro, em 6 junho 2011. Disponível em: < http://www.epe.gov.br/imprensa/PressReleases/20110606_1.pdf >.

FRAGOMENI, A.S.P. **A Pesquisa Cooperativa como Solução para o Desenvolvimento Tecnológico**. Disponível em <<http://www.engenheiro2001.org.br/programas/980215a1.htm>>. Acesso em: out. 2009.

FREUDENRICH, C.C. **Como funciona o refino de petróleo**. Disponível em <http://ciencia.hsw.uol.com.br/refino-de-petroleo5.htm>. Acesso em set. 2010.

GALL, N. Tecnologia e Logística em Águas Profundas, 2011. **O Estado de S. Paulo**, São Paulo, 27 fev. 2011.

MARCUSSO, J. L. **A Bacia de Santos e o Desenvolvimento Regional**. PETROBRAS. Apresentação em PPT, Santos, S.P., 18 out. 2011.

_____. **Santos Basin Development**. Apresentação em PPT, nov. 2012. PETROBRAS. Disponível em: <<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/apresentacoes/bank-of-america-merrill-lynch-conference-bacia-de-santos-jose-luiz-marcusso-somente-em-ingles.htm>>.

MARTIN, J-M. **A Economia Mundial da Energia**. Editora UNESP, 1992.

MINADEO, R. **Petróleo: a maior indústria do mundo?** Rio de Janeiro: Thex, 2002.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME. Boletim de exploração e produção de petróleo e gás natural, MME/SPG/DEPG, n° 04, jan./fev. 2011.

MOREIRA, J. R. F. **The Use of Dynamically Positioned Units in Subsea Completions Offshore Brazil**. Society of Petroleum Engineers. Offshore Europe, 3-6 September 1991, Aberdeen, United Kingdom. Disponível em: <<http://www.onepetro.org/mslib/servlet/onepetropreview?id=00023047>>.

PAULINYI, E. I. Os estágios de capacitação tecnológica nas empresas. **Revista de Administração**, abr./jun. 1985, v. 20 (2).

PETROBRAS. **Boletim Técnico**. Rio de Janeiro, jan./mar 1967.

PROSPECTIVA CONSULTORIA. Universidade Inova mais que Empresa. **Valor Econômico**, São Paulo, 12 jun. 2009.

RODRIGUES, M. L.; MATOS, V. L. F.; DIAS, C. A. N. **Análise estrutural de âncora de carga vertical, Departamento de Engenharia Naval e Oceânica (USP)**. In: CONGRESSO PANAMERICANO DE INGENIERIA NAVAL, TRANSPORTE MARÍTIMO E INGENIERIA PORTUÁRIA. Cartagena de Indias, 1999.

SANT'ANNA, A. A.; MEDEIROS, J. L.; ARAÚJO, O. Q. F. **Simulação de processamento de gás natural em plataforma Offshore**. Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás – IBP, 2004. Disponível em: <http://www.portalabpg.org.br/PDPetro/3/trabalhos/IBP0403_05.pdf> . Acesso em: out. 2009.

SILVA, C. G. R. S. **Compras Governamentais e Aprendizagem Tecnológica: Uma análise da política de Compras da PETROBRAS para seus empreendimentos offshore**. Tese (Doutorado). Instituto de Geociências - Universidade Estadual

de Campinas, ago. 2009.

SIMÕES, S. Q.; MARTINS, A. L.; GONÇALVES, C. J. C.; MEDRONHO, R. A. **Pré-Separação de Areia em Plataformas de Produção**: resultados preliminares. 2º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo & Gás. Disponível em: <<http://www.portalabpg.org.br/PDPetro/2/2033.pdf>>.

SMITH, T. **Pioneering Production from the Deep Sea**. GeoExpro, 2008. Disponível em: www.geoexpro.com/geoexpro/history_of_oil1/pioneering. Acesso em: maio 2009.

SOBRAL, M. M. X., Aplicação de Controle Ótimo de Nível em Vasos Separadores, Dissertação (Mestrado). Universidade Federal de Santa Catarina, 1996. Disponível em: <<http://www.eps.ufsc.br/disserta96/sobral/index/index.htm#sum>>. Acesso em: nov. 2010.

UNICAMP – UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS. **PETROBRAS na Vanguarda**, Boletim, 2002. Disponível em: <http://www.dep.fem.unicamp.br/boletim/be10/Artigo_PETROBRASnavanguardia.htm>. Acesso em: jul. 2009.

WENGER, E. C.; MCDERMOTT, R.; SNYDER, W. C. **Cultivating Communities of Practice**: A Guide to Managing Knowledge. Harvard Business School Press, Cambridge, USA, 2001.

WORLD RECORD ACADEMY. **Deepest production platform independence hub set world record**. Disponível em: < http://www.worldrecordsacademy.org/technology/deepest_production_platform_Independence_Hub_set_world_record_70661.htm >. Acesso em: dez. 2009.

SITES VISITADOS (2009 – 2012)

www.anp.gov.br - **Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**.

[www.investidorpetrobras](http://www.investidorpetrobras.com.br) – **Petrobras - Comunicados e Fatos Relevantes**.

www.desenvolvimento.gov.br - Secretaria de Comércio Exterior - Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comercio Exterior.

www.pfcenergy.com/pfc50.aspx - **PFC Energy 50**.

<http://www2.petrobras.com.br/espacoconhecer/sobrepetroleo/ExploracaoProducao.asp> - **Espaço Conhecer (Petrobras)**.

<http://vdpf.petrobras.com.br/vdpf/index.jsp> - **Boletins Técnicos da Petrobras** –

versões digitais.

www.onip.org.br - **Organização Nacional da Indústria do Petróleo (ONIP).**

<http://www.petrobras.com.br/pt/energia-e-tecnologia/tecnologia-e-pesquisa> - **Petrobras.**

www.eia.gov - **Energy Information Administration - USA.**

www.mdic.gov.br - **Secex - Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior.**

www.epe.gov.br/imprensa/PressReleases - **Empresa de Pesquisa Energética.**

www.clickmacae.com.br/?sec=361&pag=pagina&cod=401 - **Desenvolvimento de campos de petróleo na Bacia de Campos.**

<http://www.regjeringen.no/upload/kilde/oed/bro/2003/0004/ddd/pdfv/176322-fact0103.pdf>>. **Norwegian oil history in brief.**

<http://www.sengeba.org.br/compos.php?idioma=br&m=site.item&item=338> - **Sindicato dos Engenheiros da Bahia.**

<http://www.csl.com.br/home/page.php?LANG=pt&page=1> - **CSL – Cordoaria São Leopoldo.**

<http://www.bp.com/sectionbodycopy.do?categoryId=7500&contentId=7068481> - **British Petroleum - Statistical Review of World Energy 2012.**

<http://www.sofec.com/MooringSystems/SpreadMooring.aspx> - **spread mooring system.**

http://www.offshoremoorings.org/moorings/2006/Groep6/Real%20page/spread_mooring_main.htm - **spread mooring system.**

<http://www.offshore-technology.com/features/feature1033> - **completação submarina em tie-back.**

<http://pt.wikipedia.org/wiki/FLOPSWikipedia>.

http://www.otcnet.org/pages/awards/awards_corp.php - **Offshore Technology Conference (OTC).**

http://www.epe.gov.br/imprensa/PressReleases/20110606_1.pdf - **Empresa de Pesquisa Energética – Plano Decenal de Expansão de Energia – 2020.**

http://www.mme.gov.br/mme/galerias/arquivos/pre_sal/Linha_do_tempo.pdf -

Linha do Tempo (petróleo).

<http://subseaiq.com/data/Project.aspx?project> - **Offshore Fields Development Projects.**

<http://www.brasil.gov.br/pac/relatorios/nacionais/8o-balanco/parte-3b-infraestrutura-energetica> - **Petróleo e gás natural – resultados do segundo quadrimestre de 2009.**

<http://www.bls.gov/cpi/> - **USA Department of Labour-Bureau of Labor Statistics – Consumer Price Index – CPI Tables.**

<http://www.worldoil.com/November-2005-Global-deepwater-activity-gains-strength.html> - **explorações de petróleo no mundo (2005).**

[www. Protec.org.br/noticias](http://www.protec.org.br/noticias) – **Sociedade Brasileira Pró-Inovação Tecnológica.**

<http://revistapiaui.estadao.com.br/edicao-28/questoes-energeticas/petroleo-en-calacrado-no-pre-sal> - **Revista Piauí.**

<http://pt.wikipedia.org/wiki/FLOPSWikipedia>.

<http://fatosedados.blogspetrobras.com.br> - **Blog Petrobras.**

<http://economia.ig.com.br>

www.shell.com.

<http://www.clickmacae.com.br/home.asp>.

www.gasnet.com.br/novo_gasnatural/terminologias.asp.

www.sinaval.org.br.

<http://www.planete-energies.com/content/oil-gas/exploration/substratum/seismology.html>.

http://oceanexplorer.noaa.gov/explorations/06mexico/background/oil/media/types_600.html - **tipos de plataformas *offshore* e recordes (2005).**

<http://blog.planalto.gov.br/o-petroleo-no-brasil>.

www.rigmuseum.com - International Petroleum Museum & Exposition.

ARTIGOS ESPECIAIS

FUNDAMENTOS DO PROGRAMA DE CAPACITAÇÃO TECNOLÓGICA EM ÁGUAS PROFUNDAS (PROCAP)

José Paulo Silveira

O PROCAP foi criado, em 1986, com o objetivo de propiciar a capacitação tecnológica da PETROBRAS, de seus fornecedores nacionais de equipamentos e serviços, de firmas internacionais com plantas produtivas no Brasil e de instituições de pesquisa nacionais para possibilitar, em trabalho integrado, o desenvolvimento de equipamentos, sistemas e processos de produção destinados a viabilizar a produção de petróleo de campos descobertos em águas profundas. Internamente, o Programa reuniu os esforços das áreas de pesquisa e desenvolvimento, exploração, perfuração, produção, engenharia, suprimento de materiais e equipamentos da PETROBRAS. Com essa forma de atuação, o PROCAP foi inovador ao viabilizar a integração de esforços e competências no âmbito da empresa e desta em relação a entidades externas, mediante a realização de projetos tecnológicos conjuntos. Um amplo movimento de articulação da inteligência e da criatividade interna e externa, para inovar mais rapidamente e a custos menores. Constituiu, assim, um novo modelo de gestão estratégica da tecnologia, em formato matricial, guiado pelos objetivos empresariais da PETROBRAS, com a finalidade de assegurar a conquista de capacidade tecnológica da empresa, necessária à produção de petróleo em águas profundas.

O PROCAP não poderia ser criado sem a existência prévia de quatro linhas de desenvolvimento das capacidades tecnológicas e de gestão na PETROBRAS, a saber: a política de valorização e formação de recursos humanos; a política de Pesquisa e Desenvolvimento; a capacidade de gerir e implantar empreendimentos e a estreita articulação com a indústria. Essas competências são fruto de trabalhos pioneiros, desenvolvidos a partir do momento em que a PETROBRAS começou a operar, em 1954, e herdadas, no tocante ao desenvolvimento de recursos humanos, de iniciativa anterior à criação da PETROBRAS. A seguir, examinamos as quatro competências, que formaram a base de conhecimentos para a formulação e a execução das agendas do PROCAP.

Recursos humanos

A primeira competência, valorização de recursos humanos, tem suas origens na década de 1950, quando começaram as ações do Conselho Nacional do Petróleo (CNP) para o treinamento de mão de obra especializada em petróleo e, depois da criação da PETROBRAS, com a organização, pela empresa, de cursos de engenharia de petróleo e de refinação, contando, nos primeiros anos, com a participação de professores estrangeiros e, a seguir, mediante a cooperação crescente com universidades brasileiras. Na própria Lei de criação da Companhia (Lei nº 2.004/53, artigo 38), já vinham estabelecidas as bases para a política de formação de recursos humanos, que deveria ser voltada para auxiliar o desenvolvimento das operações de petróleo, por meio da criação de cursos de especialização, de auxílios a estabelecimentos de ensino, de concessão de bolsas para cursos no exterior e outros meios.

As diretrizes da PETROBRAS para a capacitação de recursos humanos caracterizaram-se por alguns elementos de importância fundamental para o desafio de desenvolver tecnologias próprias. A realização dos cursos em caráter permanente, a seleção de candidatos, o rigor técnico dos conteúdos programáticos e a execução rigorosa do treinamento proporcionaram um fluxo contínuo de pessoas capacitadas e de novos conhecimentos para os quadros técnicos da empresa. Constituiu-se progressivamente uma cultura técnica referenciada na excelência, elemento indispensável para a futura capacidade inovadora da PETROBRAS. Gerou-se um processo contínuo de transmissão e de ampliação de conhecimentos, sem defasagem significativa entre os capacitados em anos anteriores e os recém-formados dos cursos de formação, como eram chamados. Esse fluxo contínuo de capacitação foi também impulsionado por meio de envio de técnicos para aperfeiçoamento e pós-graduação no exterior, iniciativa que a empresa transformou em ação contínua ao longo do tempo.

A atenção ao desenvolvimento da capacidade profissional criou, digamos assim, o “culto da excelência técnica” que se incorporou à cultura interna da PETROBRAS. Essa condição estimulou o corpo técnico a assumir postura permanente de se apresentar aos seus pares como participante ativo da conquista de capacidades e conhecimentos requeridos pela Companhia em seus grandes desafios, em todas as suas áreas de atuação. Criou-se um valor permanente que esteve presente no enfrentamento dos desafios da produção em águas profundas. Assim, procuraram-se soluções que igualassem ou superassem as melhores práticas existentes nas companhias petrolíferas internacionais, evitando-se a simples cópia de soluções existentes e externas e incentivando-se a obtenção de soluções próprias e novas, ou seja, a inovação tecnológica.

As linhas de atuação seguidas na formação de recursos humanos e a cultura

de excelência técnica foram antecedentes essenciais ao sucesso do Programa de Capacitação Tecnológica em Sistemas de Produção para Águas Profundas (PROCAP).

Pesquisa e Desenvolvimento

A segunda competência que lastreou a obtenção de resultados do PROCAP foi a execução, ao longo de três décadas, de uma política consistente de Pesquisa e Desenvolvimento. As atividades de pesquisas na PETROBRAS começaram com a criação do Centro de Aperfeiçoamento e Pesquisas de Petróleo (CENAP), em 1955, voltado a um programa visionário de capacitação de recursos humanos para as atividades de petróleo, embrião da atividade de pesquisa. Onze anos depois, em 1966, a PETROBRAS relançou as bases para sua evolução tecnológica, ao substituir o CENAP pelo Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguez de Mello (CENPES), instalado no *Campus* da Universidade do Brasil.²⁴³

No processo de expansão das atividades de pesquisas aplicadas do CENPES, um ponto de inflexão positivo foi representado pela incorporação das atividades de Engenharia Básica, em 1976, para atender inicialmente à demanda de projetos da área de refino e, logo a seguir, às demandas da área de produção de petróleo. Agregaram-se profissionais de grupos de engenharia que já existiam em outras áreas operacionais da empresa. A incorporação da engenharia ao centro de pesquisas proporcionou a realização de programas de transferência de tecnologia em cooperação com empresas de engenharia estrangeiras, para reduzir o tempo necessário à capacitação das equipes técnicas. Além disso, a conexão das atividades de pesquisa com as áreas operacionais permitiu transformar os conhecimentos gerados pelas pesquisas em conhecimentos codificados, como desenhos e especificações necessários às etapas de projeto, de compra e fabricação de equipamentos, de construção e montagem e de operação das unidades construídas. Buscavam-se através da sinergia Pesquisa-Engenharia vários benefícios de alcance estratégico: conectar a área de pesquisa ao programa de investimentos da empresa, acentuar o foco da geração de tecnologia nos grandes desafios da PETROBRAS e, sobretudo, assegurar a geração de valor para empresa, objetivo este que se confunde com a razão de ser da inovação. Adicionalmente, ter capacidade de decidir, na fase de engenharia básica, sobre a escolha e o dimensionamento de equipamentos que poderiam abrir inúmeras possibilidades de desenvolvimento da indústria local de materiais e equipamentos, ou ainda realizar parcerias tecnológicas em benefício de um “conteúdo local competitivo” nas encomendas geradas pela empresa.

243. A interação empresa-universidade, presente na concepção de Leopoldo Américo Miguez de Mello para o CENPES, e que fez tal Centro hóspede da UFRJ no *Campus* da Praia Vermelha, nos anos 1960 – e posteriormente tendo sido transferido para o *Campus* da Ilha do Fundão, a partir de 1973 – além de contribuir para os objetivos do CENPES também contribuiria fortemente na origem do Parque Tecnológico na Ilha do Fundão conforme reconhece Maurício Guedes, professor e diretor desse Parque da UFRJ.

Cabe precisar que em 1983 foi criada no CENPES a área de Engenharia Básica em sistemas de produção de petróleo, um passo fundamental para viabilizar os desenvolvimentos tecnológicos que, a partir de 1986, iriam ser requeridos para se explorar campos de petróleo situados no mar em lâminas d'água superiores a 400 metros, como foram os casos dos campos de Albacora e Marlim.

Gerência de Empreendimentos

A terceira competência, o domínio da Gerência de Empreendimentos, ocupou papel importante na capacitação tecnológica da PETROBRAS para produzir em águas profundas. Para se entender como o processo de Gerência de Empreendimentos veio a se constituir em uma referência para a criação do PROCAP é necessário reconstituir como aquela disciplina de gestão desenvolveu-se na PETROBRAS.

Em fins dos anos 1960, a PETROBRAS era uma importante compradora de petróleo no Oriente Médio para o abastecimento das suas refinarias. Seus executivos da área comercial realizavam constantes missões de aquisição de grandes volumes do produto nos países árabes. Por meio de estreitos contatos com os ministros responsáveis pelo petróleo em países como o Iraque, o Irã e a Arábia Saudita, os executivos da Companhia pressentiram que, em algum momento, os preços do petróleo iriam se desprender dos baixos valores mantidos em toda a década de 1960 (US\$ 1.80 o barril, ou US\$ 12.50 a preços reais de 2011). Diante das prováveis elevações dos preços do petróleo, que trariam impactos maiores sobre os preços internacionais dos derivados em razão do maior valor adicionado que incorporam, o Brasil teria que tomar providências para diminuir a dependência de combustíveis importados. Com base nesse cenário, o governo decidiu ampliar a capacidade nacional de refino de petróleo, alterando a política adotada até então de ter a capacidade instalada de refino das refinarias da PETROBRAS próxima, mas sempre inferior, às quantidades demandadas pelo mercado interno.

Para alcançar a meta projetada de elevação da capacidade de refino foi decidida, em 1969, a realização de um programa de inversões na PETROBRAS, o Plano de “1.000 Dias”, a ser executado nesse prazo, entre os anos de 1970 a 1973; o plano incluía, além da ampliação da capacidade das refinarias, vastas obras, como a expansão de oleodutos, terminais e outras construções da infraestrutura de petróleo.

No Plano de 1.000 Dias, o salto planejado na capacidade de refinação incluiu a implantação da Refinaria do Planalto (REPLAN), inaugurada em 1972, seguida do aumento de sua capacidade de produção de derivados, bem como da ampliação da capacidade de processamento e modernização das refinarias de Mataripe, Cubatão e Duque de Caxias. Para executar o Plano de 1.000 Dias foi criado na PETROBRAS o Grupo Executivo de Obras Prioritárias (GEOP), em

dezembro de 1969, que incorporava uma importante mudança organizacional na gestão de projetos de grande porte na PETROBRAS. Em vez de se criar um grupo de trabalho específico na refinaria a ser ampliada ou na sede da PETROBRAS para gerenciar os projetos de investimentos, como era a prática até então, foi criado um grupo especializado em gerir diversos grandes empreendimentos ao mesmo tempo. Como a tarefa envolvia implantar empreendimentos sob vários fatores condicionantes, isto é, valor total de investimentos sem precedentes na história da empresa, coordenação de vultosas compras de equipamentos no exterior, administração de financiamento externo, gerenciamento de obras físicas localizadas em diversos estados, envolvendo um grande contingente humano da PETROBRAS e das empresas fornecedoras de bens e serviços, e requisito de prazo de execução também inédito, os responsáveis pela direção do GEOP decidiram por aprofundar a capacitação e a assimilação da técnica de gestão denominada *Project Management* (Gerência de Empreendimentos). O caso de sucesso mais notório da Gerência de Empreendimentos à época era a da agência norte-americana *National Air and Space Administration* (NASA), que adotara aquela disciplina de gestão para administrar os múltiplos projetos relacionados ao envio do homem à Lua²⁴⁴, e que lograra pleno êxito.

A técnica de Gerência de Empreendimentos, traduzida em sua forma mais simples, consiste em dividir em subprojetos – por meio de uma estrutura analítica do empreendimento – as programações física e financeira, definir os responsáveis pelas etapas a serem seguidas e um líder para organizar, comunicar, motivar equipes, resolver problemas e controlar o tempo, o custo e a qualidade da execução dos trabalhos, além de definir as datas de início e de término dos subprojetos.

Depois que o GEOP conseguiu atingir os objetivos planejados, no prazo definido, a PETROBRAS decidiu adotar a tecnologia de Gerência de Empreendimentos de forma permanente na empresa, face à expectativa de grande aumento nos seus investimentos. Para isso, foi criado um órgão permanente responsável por gerir profissionalmente os investimentos, o Serviço de Engenharia (SEGEN), de acordo com a melhor prática internacional, institucionalizando-se na PETROBRAS a capacidade de administrar múltiplos empreendimentos de grande porte. Mais tarde, na Bacia de Campos, foi criado o Grupo Executivo da Bacia de Campos (GECAM), tendo o SEGEN sido chamado a colaborar e transmitir a metodologia da Gerência de Empreendimentos. Mais à frente, o SEGEN substituiu o GECAM na responsabilidade de gerir os empreendimentos da área de Exploração e Produção.

244. O GEOP foi chefiado por Orfila Lima dos Santos e Maurício Alvarenga, da PETROBRAS.

Para a absorção de conhecimentos da NASA foi contratado um ex-profissional da empresa de consultoria Booz Allen, nos Estados Unidos, e contraído financiamento externo inglês para os investimentos no aumento na capacidade de refinação.

A experiência do GEOP representou, assim, uma base importante para a criação do PROCAP, que adotou o *Project Management* com o propósito de coordenar múltiplos projetos tecnológicos (cerca de 100) e com diferentes instituições parceiras do programa (cerca de 80).

Para se avaliar a complexidade do gerenciamento do PROCAP, razão da adoção dos princípios do *Project Management* e da aplicação da experiência da PETROBRAS nessa tecnologia gerencial, deve-se observar que seu cronograma foi estabelecido em função do programa e das metas do desenvolvimento da produção de petróleo da empresa. Um caso com características de “Technology Pull” no âmbito empresarial. No mesmo sentido da complexidade gerencial, verificou-se o envolvimento na execução do Programa de aproximadamente 400 profissionais da empresa e de dezenas de instituições externas nacionais e estrangeiras.

Articulação com a indústria

A parceria da PETROBRAS com a indústria nacional iniciou-se logo após o início das suas atividades operacionais, em 1954, diante da necessidade de aumentar a nacionalização da fabricação de equipamentos para a implantação das primeiras refinarias de petróleo, e assim superar a necessidade de importações de equipamentos diante da escassez de divisas estrangeiras no Brasil naqueles anos. A PETROBRAS assumiu, rapidamente, a posição de empresa articuladora da produção industrial de materiais e equipamentos para setor de petróleo, em lugar de simples compradora de bens de capital, transferindo, nessa função, conhecimentos tecnológicos para o fornecedor brasileiro de equipamentos. Em 1958, elaborou suas Normas de Suprimento, acompanhadas de estudos da padronização e de sistema de classificação de materiais e equipamentos, totalizando cerca de 150.000 itens. Para maior articulação com os fornecedores, foi desenvolvido o primeiro Cadastro da Indústria. Em 1965, foi criado o Serviço de Materiais (SERMAT) para centralizar as aquisições de materiais e equipamentos.²⁴⁵

Para estimular e ajudar a organizar a indústria nacional foi criado na Companhia o conceito de Fabricação Pioneira, pelo qual foram qualificadas empresas para produzir peças, equipamentos e componentes importados; o incentivo à empresa nacional se efetivava por meio do fornecimento de conhecimentos técnicos, desenhos, instruções, organização industrial, além de acordos de cooperação com fabricantes estrangeiros. A Fabricação Pioneira, executada por meio de contrato entre a Companhia e as empresas fabricantes, reduzia o risco de investimentos do empresário em razão da garantia da demanda firme de equipamentos e servi-

245. Eloi Fernández y Fernández e Maurício Alvarenga, “Indústria Nacional de Bens e Serviços”, disponível em www.onip.org.br.

ços, e concedia adiantamento financeiro para o início da produção. Os estímulos levaram ao desenvolvimento de um grupo de indústrias em torno da PETROBRAS, que resultou na elevação do índice de nacionalização dos equipamentos, apoiado pela política de financiamentos do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico (BNDE), e de proteção alfandegária via controles administrativos de licenças de importação da Carteira de Comércio Exterior do Banco do Brasil (CACEX). Em 1973, com a implantação do Serviço de Engenharia (SEGEN), foram racionalizadas as atividades de planejamento e execução dos investimentos da PETROBRAS, dando ainda mais consistência ao desenvolvimento da indústria de bens e serviços para o setor de petróleo.

As aquisições da Companhia originaram dois ciclos de nacionalização de equipamentos, iniciados em 1955 e em 1980, em função das prioridades atribuídas aos segmentos de refinação, numa primeira etapa, e de exploração e produção de petróleo, em etapa seguinte. No decorrer do primeiro ciclo alcançou-se elevação expressiva do índice de nacionalização dos equipamentos utilizados na montagem das refinarias. No início desse ciclo ocorreram as ampliações da capacidade de processamento de petróleo das refinarias de Mataripe e de Cubatão e a construção da Fábrica de Fertilizantes Nitrogenados, da Fábrica de Asfalto em Cubatão e do Terminal Oceânico de Santos. Entre 1970-1973, ocorreram novos estímulos para o aumento da participação da indústria brasileira na fabricação de equipamentos para o setor de petróleo, com a construção da Refinaria do Planalto (REPLAN), a modernização e ampliação das refinarias de Mataripe, Cubatão e Duque de Caxias, e a construção da infraestrutura de terminais, oleodutos e estocagem da PETROBRAS.²⁴⁶

No segundo ciclo, o processo de nacionalização verificou-se nas áreas de exploração e de produção de petróleo, após a segunda crise internacional do petróleo, em 1979, e a crise da dívida externa, no início da década de 1980, que levaram a PETROBRAS a realizar grande esforço de nacionalização nas suas aquisições de equipamentos. Para isso, desenvolveu-se na Companhia um intenso processo de articulação com a indústria para que a produção seguisse níveis elevados de qualidade na fabricação de equipamentos a serem utilizados na produção de petróleo no mar. Naquele período, a PETROBRAS empreendeu o esforço de aumentar a produção de petróleo, de 165.000 barris/dia para 500.000 barris/dia, em até cinco anos, tendo sido criado, em 1979, o Departamento de Produção e instituído o Grupo Executivo da Bacia de Campos (GECAM), responsável pela instalação das sete primeiras plataformas fixas de produção de petróleo naquela Bacia.

A longa experiência da PETROBRAS em cooperar com a indústria facilitou a implantação de uma das diretrizes do PROCAP, qual seja a de desenvolver

246. Idem.

novas soluções tecnológicas, em conjunto com os fornecedores de materiais e equipamentos da empresa. De fato, o PROCAP incorporou os avanços conquistados pela nova política de Suprimento de Material da PETROBRAS, implantada a partir de 1982, denominada “Função Material”, que incluía novas posturas da empresa em relação aos seus fornecedores. Nessa política, deu-se ênfase à pré-qualificação técnica das empresas fornecedoras, à implantação de sistemas de gestão da qualidade, segundo as melhores práticas internacionais empregadas por empresas líderes como, por exemplo, a Toyota, e a adoção, em caráter pioneiro, das “contrapartidas tecnológicas” nos contratos de fornecimentos de materiais e equipamentos. Estas, com formulação semelhante aos *offsets* tecnológicos, muito utilizados no setor de equipamentos de defesa, tinham por objetivo atrair os fornecedores para as parcerias tecnológicas e para ampliação de sua própria capacidade de engenharia e desenvolvimento de produtos, atributos indispensáveis para fortalecer o “ecossistema inovador” liderado pela PETROBRAS.

Para concluir estas notas, deve-se registrar que o PROCAP nasceu no momento em que o CENPES estava revisando e ampliando seu modelo de gestão tecnológica. Vários atributos desse modelo foram postos em prática na formulação e gestão do PROCAP, quais sejam: a sustentação das escolhas tecnológicas apoiada em visão estratégica e de longo prazo do segmento de negócios e da evolução das tecnologias; monitoramento sistemático das iniciativas tecnológicas das empresas do setor em escala internacional; a utilização da gestão de portfólio para dosar riscos, custos e alinhamento estratégico do esforço de inovação; definição do conteúdo do Programa segundo processo participativo interno à empresa e consultas a especialistas externos; gestão compartilhada entre áreas de negócios e o centro de pesquisas para fins de condução do Programa; atribuição de responsabilidade pela execução ao coordenador de cada projeto; esforço sistemático de comunicação para garantir a coesão e a dinâmica da inovação no âmbito do Programa e a avaliação de resultados realizada por entidade independente.

Os resultados alcançados pelo PROCAP foram amplamente satisfatórios. O Programa foi renomeado posteriormente como PROCAP 1000 (1.000 metros de lâmina d’água), pois seu modelo foi repetido pelos PROCAP 2.000 e PROCAP 3.000, até 2011, tendo completado 25 anos de desenvolvimento tecnológico da PETROBRAS nessa área. Além disso, o “modelo PROCAP” vem sendo empregado atualmente em praticamente todos os grandes desafios tecnológicos da Companhia.

APRENDENDO COM OS ACIDENTES: O SEGUNDO ACIDENTE NA PLATAFORMA DE ENCHOVA

João Carlos de Luca

Em 1984, já havia ocorrido acidente na Plataforma Central de Enchova (PCE) em decorrência de vazamento de gás, quando uma descida improvisada e às pressas de uma baleeira provocou a perda de 37 trabalhadores. Em 1988, eu tinha o cargo de Superintendente em Macaé, encarregado das operações de produção da PETROBRAS na área, inclusive da plataforma de Enchova. No dia 24 de abril, um domingo, recebi, às 6 horas da manhã, do engenheiro Irani Varella, a notícia de que ocorreria um *blowout*, isto é erupção de petróleo-gás, em um dos poços da plataforma de Enchova. Pouco depois embarquei em helicóptero em direção à plataforma, junto com uma equipe vinda do Rio de Janeiro, sob a liderança do engenheiro Hélio Lins Marinho Falcão, então Superintendente Geral de Perfuração. Quando chegamos nas imediações vimos que estava vazando gás na parte superior da plataforma, com uma grande nuvem de gás que impedia a visão e a aproximação do helicóptero em condições de segurança. Ainda não havia fogo. Parecia haver risco de explosão iminente, pois o poço produzia gás ininterruptamente, mais gás que óleo devido à intercomunicação com gás na zona produtora do reservatório; qualquer grão de areia proveniente do poço poderia provocar faíscas e a consequente explosão. Diante do risco, pousamos em uma plataforma vizinha e tomamos um barco até o outro lado da plataforma acidentada, em posição a favor do vento. Ao lado da plataforma estava ancorada uma plataforma semissubmersível, que funcionava como hotel flutuante (flotel – Safe Jasminia), com centenas de trabalhadores, pois a plataforma de Enchova estava em reforma e manutenção; uma passarela ligava o flotel à plataforma. Utilizando um guindaste desembarcamos no flotel. Todo o pessoal da PCE havia sido evacuado para o flotel, e estavam todos em segurança. Decidimos formar um grupo de seis pessoas para subir na plataforma e avaliar a situação mais perto do local onde o gás estava sendo expelido, na parte superior da plataforma, e assim dispor de melhores informações que permitissem tomar as ações necessárias para debelar o *blowout*. O grupo compunha-se de especialistas em perfuração e em completação de poços e de técnicos de segurança. Ao chegarmos verificamos que todo o chão da plataforma estava tomado por areia, pedaços de ferros e ferramentas de controle do poço. Depois de rápida avaliação da situação voltamos ao flotel, e quando começávamos a tirar as roupas de proteção e a explicar aos demais companheiros a condição do local, ouvimos o barulho de forte explosão, menos de cinco minutos depois de nossa saída; o horário era em torno de 12/13 horas, cerca de seis a sete horas após

o comunicado recebido de que havia ocorrido *blowout*. A explosão ocorrera no *deck* da torre, onde o gás saía através de um largo tubo chamado condutor, tendo atingido o local onde havíamos feito a supervisão apenas alguns minutos antes. Cena impressionante foi ver, em menos de três minutos, a torre de perfuração derreter com o forte calor do fogo, e cair como um “fio de macarrão mole” sem sustentação. Passado o grande susto, o engenheiro Falcão ordenou a imediata evacuação do flotel para afastá-lo da plataforma acidentada, autorizando esta operação mesmo sem recolhimento da passarela que unia as duas plataformas, já que o objetivo era preservar a vida do grande número de pessoas que estava no flotel (entre trabalhadores de manutenção e mais a tripulação da sonda que foi evacuada, havia mais de 500 trabalhadores). O flotel foi se afastando, pouco a pouco, e vimos a passarela romper seu ponto de apoio no flotel e despencar no mar, ficando ainda uma parte pendurada na PCE. Com o pessoal em segurança, e diante da nova realidade de ter a plataforma agora com fogo na área restrita dos poços, a estratégia foi elaborar um plano detalhado para debelar a erupção, que consistia na perfuração de dois poços para alcançar algum ponto do poço acidentado de forma a matar (interromper, no jargão petroleiro) a produção de gás. Desembarquei durante um pequeno período para coordenar as ações em terra para atendimento à imprensa e outras providências, e logo voltei a embarcar. Para apoiar essas operações na PCE utilizamos a plataforma de serviços Micoperi 7.000, que tinha dois guindastes gigantesco de 7.000 toneladas, que passou a ser base de operações da equipe de combate ao *blowout*. Quando as condições de mar permitiam, e só com operações diurnas, a Micoperi 7.000 se aproximava de Enchova para trabalhos de limpeza e retirada de entulhos. A plataforma continuava a expelir o gás em sua parte superior e o fogo ardia continuamente, mas restrito à área da sonda e cabeça dos poços. Duas plataformas semissubmersíveis de perfuração interromperam os poços que perfuravam e foram deslocadas imediatamente para a área, e através delas começamos os trabalhos de perfuração de dois poços desviados, para tentar atingir lá embaixo o poço acidentado e controlar o vazamento.

Outra ideia posta em prática, que aprendemos mais tarde ter sido um erro fatal, pois permitiu a proliferação do fogo em toda a PCE, foi cerca de quinze dias depois do início da erupção bombear água através de um duto de 4 polegadas que vinha da plataforma vizinha de Pampe e que passava por Enchova, para refrigerar a área da cabeça dos poços da plataforma onde queimava gás, e assim diminuir a alta temperatura, preservando os demais poços. O jato principal de água incidia diretamente sobre o condutor do poço acidentado; após cerca de uns quinze dias bombeando a água, essa providência mostrou-se ser um erro que iria determinar a sorte final da plataforma: o jato de água da mangueira sobre o tubulão que trazia o gás do poço abriu nele um rasgo grande, e provocou o espalhamento do fogo que estava contido na boca do tubo, descendo para os outros níveis da plataforma

através das bandejas de cabos elétricos e hidráulicos que interligam todos os níveis da plataforma. Esse fato acabou por queimar toda a plataforma. Estávamos no 28º dia, uma sexta-feira. Assim, um problema que estava restrito à parte de cima espalhou-se pela plataforma inteira, e ocorreu apenas um dia antes do término da perfuração do poço de alívio, que finalmente alcançou o poço em erupção, interrompendo a saída do gás na plataforma. No dia seguinte, um dia de sábado, toda a diretoria da PETROBRAS, à frente o presidente Ozires Silva, foi verificar o acidente, embarcada em um navio de apoio especial (DSV), tendo a visão da plataforma sendo consumida pelo fogo. É difícil descrever o clima de tristeza e decepção que reinava a bordo pela perda da plataforma. A comitiva partiu de volta a terra, e voltei para a sala de controle da plataforma Micoperi com o engenheiro Falcão, donde se tinha uma vista privilegiada da PCE.

Ficamos ali conversando e observando a chama que saía da PCE. De repente, apenas 1 hora depois da partida da comitiva, começamos a notar que a chama começou a diminuir, e a sair mais líquido (lama de perfuração) junto com o gás. Contatamos imediatamente o engenheiro Murta, que conduzia a perfuração de um dos poços de alívio a bordo de uma das plataformas de perfuração, e ele confirmou que tinham evidências de se ter atingido o poço acidentado, e já estavam preparando para injetar lama pesada para “matar” o poço em erupção. O presidente da PETROBRAS, que havia saído de Macaé pilotando um avião da Embraer, foi avisado do resultado, mudou a rota, e sobrevoou a plataforma para verificar o gás que saía já de forma reduzida na plataforma de Enchova, misturado a golfadas de lama, cada vez mais crescente o volume de líquidos. Ele sobrevoou a plataforma diversas vezes balançando as asas do avião para transmitir sua satisfação com o êxito da operação. Naquele momento, sentíamos uma emoção diferente, sendo alegria pelo sucesso do controle do poço, e muita tristeza pela perda da plataforma, que ocorreu um dia antes do poço de alívio atingir o alvo. Felizmente os danos foram só materiais, já que não tivemos uma só pessoa ferida em consequência do acidente e das operações de controle levadas a cabo.

Julgo muito importante relatar esses fatos, pois o desenvolvimento tecnológico na Bacia de Campos foi feito de maneira extremamente corajosa e arrojada, com um contínuo aprendizado de novas técnicas, e com os naturais erros e acertos que nos deram a tecnologia capaz de colocar na superfície as excepcionais reservas de petróleo existentes em águas profundas e ultraprofundas.

Permanecemos na plataforma até o abandono definitivo do poço, através da colocação de um tampão mecânico (*bridge-plug*) que isolou definitivamente o poço acidentado. Nessa operação, dividi com o engenheiro Luis Eduardo Carneiro, chefe da área de Completação de Poços da PETROBRAS, o privilégio de estar na boca do poço para ajudar a orientar a entrada da ferramenta (tampão)

da Schlumberger no poço, em área de difícil acesso e repleta de entulhos e restos de equipamentos que foram atingidos pelo *blowout*. O rasgo provocado no condutor pela saída do gás deixou arestas extremamente afiadas e perigosas, e tivemos que tomar um cuidado extremo para não nos machucarmos nessa operação. Lembro-me de um detalhe interessante, quando tentávamos empurrar o *bridge-plug* e a ferramenta de assentamento²⁴⁷ para dentro do poço na primeira tentativa. Estavam reunidos, Carneiro, dois técnicos de empresa americana especializada em combate a incêndios, e eu. Em determinado momento, o esforço feito acabou por romper o “ponto-fraco” do *plug*, e ele se soltou e caiu dentro do poço, fazendo um grande barulho pelo atrito com o interior do tubo, que estava vazio até a profundidade de 760 metros (a lama pesada deixou o nível do poço nessa profundidade). O barulho se parecia muito com o barulho típico de um poço em que o gás está fluindo de dentro da coluna para fora, e nossos dois técnicos especialistas pensaram que era o poço que estava entrando em produção e saíram literalmente correndo do local, demonstrando uma perícia e agilidade sem igual para passar no restrito espaço existente entre o montão de detritos ao redor de onde estávamos, e alcançar a área fora do módulo da cabeça dos poços. Até hoje rimos quando comentamos este episódio. Finalizando, cabe comentar que a injeção de água se revelou um erro técnico, pois concluímos depois que o choque da temperatura alta na cabeça do poço com a água gelada do mar fragilizou a estrutura do aço do condutor do poço por onde o gás fluía, provocando sua ruptura, e o fogo acabou atingindo toda a plataforma através das bandejas de cabos. Considero que este foi um aprendizado extremamente importante, pois temos que aprender com os erros e acertos ao enfrentar os riscos existentes na atividade petrolífera, que acabam por somar experiências que ajudam a evitar a repetição dos mesmos no futuro.

Rio de Janeiro, dezembro de 2011.

247. O *bridge-plug* é um tampão mecânico de pouco mais de 50 cm de comprimento, instalado dentro do poço, com o objetivo de dar vedação total à saída de qualquer líquido ou gás. Ferramenta de assentamento do *bridge-plug* é um conjunto de tubos de cerca de 6 metros de comprimento, ao qual é acoplado o *bridge-plug*; tem a função de dar peso ao conjunto para descer no poço, e contém também uma ferramenta de identificação de profundidade (Raios Gama) para orientar a profundidade correta de assentamento. O conjunto é descido no poço através de um cabo elétrico, posicionado na profundidade desejada, e através de emissão de um forte sinal elétrico o *plug* expande seus anéis de borracha contra as paredes internas do poço, vedando-o totalmente. Automaticamente a ferramenta de assentamento se libera do *plug* após sua instalação, e é retirada do poço.

AGRADECIMENTOS

Este estudo é resultado de mais de três anos de pesquisas, tendo se originado de uma solicitação de João Alberto De Negri, em 2009, então diretor da Diretoria de Estudos e Políticas Setoriais de Inovação, Regulação e Infraestrutura do IPEA, no sentido de se desenvolver uma análise dos aspectos mais relevantes da evolução tecnológica da PETROBRAS, com o objetivo de compor, com outros estudos, um dos volumes de análises de um projeto de cooperação entre o IPEA e a PETROBRAS. Após a apresentação, naquele ano, da primeira versão do trabalho a investigação foi ampliada para a realização de um estudo mais aprofundado, diante da dimensão e complexidade das atividades tecnológicas da PETROBRAS, especialmente na exploração e produção de petróleo nas bacias marítimas brasileiras.

No decorrer da elaboração deste livro diversas pessoas contribuíram de maneira significativa para sua realização.

Dirijo agradecimentos especiais aos engenheiros e ex-engenheiros da PETROBRAS que contribuíram, por meio de entrevistas e leituras de versões deste trabalho, com informações técnicas sobre equipamentos e sistemas de produção de petróleo e com relatos sobre a evolução das explorações de petróleo na Bacia de Campos. Sem seus depoimentos este trabalho perderia muito da sua capacidade de analisar os desenvolvimentos dos campos de petróleo nas bacias marítimas brasileiras. Assim, sou grato aos engenheiros: Maurício Werneck de Figueiredo, coordenador do Programa de Capacitação Tecnológica em Águas Profundas (PROCAP), de 2006 a 2010, pelas pacientes leituras e correções das primeiras versões do texto; Zephyrino Lavenère Machado Filho, engenheiro da PETROBRAS de 1960 a 2012, pelos testemunhos sobre o desenvolvimento dos primeiros campos de petróleo na Bacia de Campos e esclarecimentos sobre diversos pontos técnicos, e Elisio Caetano Filho, Consultor Sênior da PETROBRAS, pelo esforço e dedicação à revisão técnica deste livro, cujas contribuições, incluindo a nova redação da seção referente a sistemas de bombeamento e de separação submarina, elevaram substancialmente a qualidade técnica do texto. Agradeço aos ex-engenheiros da PETROBRAS: José Paulo Silveira, Superintendente do Centro de Pesquisas da PETROBRAS (CENPES), de 1986 a 1989, pelos importantes relatos sobre o Programa de Capacitação Tecnológica em Águas Profundas e pelo artigo sobre as origens desse programa; Carlos Heleno Barbosa, pelas leituras do texto, sugestões e importantes informações técnicas sobre equipamentos submarinos e a implantação de campos de petróleo na Bacia de Campos; Paulo Cesar Ribeiro Lima, ex-pesquisador em exploração e produção de petróleo do CENPES, pelas

valiosas informações sobre o setor de petróleo; João Carlos de Luca, Diretor de Exploração e Produção da PETROBRAS, de 1990 a 1995, pelos interessantes relatos dos desenvolvimentos do Campo de Marlim, na Bacia de Campos, pela redação do artigo sobre a Plataforma Central de Enchova e diversas outras informações técnicas e factuais.

Os engenheiros citados contribuíram com sua experiência em engenharia submarina do petróleo e em processos de acumulação de conhecimentos e de realização de pesquisas da PETROBRAS, porém devo deixar claro que sou o único responsável por eventuais erros de interpretação remanescentes ou pela eventual omissão de fatos ou acontecimentos importantes não citados ou não comentados.

Gostaria ainda de destacar as muitas trocas de ideias com Ricardo Bielschowsky durante o processo de formulação das análises do livro, cujos comentários e sugestões foram valiosos para o desenvolvimento de diversos pontos avaliados no trabalho.

No IPEA, o ambiente intelectual de estímulo à realização de trabalhos de pesquisa foi decisivo para a efetivação deste estudo e me permitiu desenvolver as análises e opiniões segundo meus próprios pontos de vista firmados durante a pesquisa. A construção do estudo se beneficiou de sugestões e do apoio de diversos colegas. Em particular, agradeço à Lenita Turchi pelas sugestões ao trabalho e esforços constantes para que todo o projeto de pesquisas fosse levado a bom termo; ao ex-diretor da Diretoria de Estudos e Políticas Setoriais de Inovação, Regulação e Infraestrutura do IPEA (Diset), Márcio Wholers, pela sua colaboração com bibliografias e comentários ao texto; a João Maria de Oliveira, Divonzir Gusso, Carlos Álvares da Silva Campos e Bruno César Araújo pelas sugestões ao texto e indicações bibliográficas, que contribuíram para o enriquecimento das análises. Aos responsáveis na PETROBRAS pela condução do projeto com o IPEA, Jorge José Nahas Neto, Antonio Vianna de Souza, William de Souza Monteiro e João Galhardo de Almeida pelas suas contribuições para o aprofundamento da parceria entre as duas instituições, e a Milagros Lara Freire pelo apoio na obtenção das imagens referentes à PETROBRAS, no Anexo 3. Sou, ainda, grato a Cássia, minha esposa, pelo apoio constante e pela pesquisa de fontes de informações estatísticas utilizadas no livro; a Renzo Vilarinho pelo cessão de filmes técnicos sobre a exploração de petróleo; a Anna Carolina Lemos Ribeiro e Lúcia Pontes Lemos, da Biblioteca do IPEA, pela eficiente pesquisa bibliográfica; a Lucas Rocha S. de Assis, Patrick Alves e à equipe de estatísticos da Diset/IPEA pelo apoio na organização das tabelas estatísticas, e ao indispensável suporte administrativo das secretárias e pessoal administrativo da Diset/IPEA.

José Mauro de Moraes
Brasília, dezembro de 2012.

LISTA DE ENTREVISTADOS E DEPOENTES

Entrevistas com engenheiros e ex-engenheiros da PETROBRAS

Maurício Werneck de Figueiredo – 2009 e 2010

José Paulo Silveira – 2009 e 2011

Carlos Heleno Barbosa – 2010 e 2011

Paulo César Ribeiro Lima – 2010 e 2011

João Carlos de Luca – 2011

Zephyrino Lavenère Machado Filho – 2011

Depoimentos de engenheiros e geólogos da PETROBRAS ao Museu da Pessoa

Francisco Eduardo Alves Massá

Jacques Braile Saliés

Louise Pereira Ribeiro

Marcos Guedes Gomes Morais

Marcos Isaac Assayag

Roberto Gomes Jardim

Zephyrino Lavenère Machado Filho

LISTA DE DIAGRAMAS E TABELAS

Diagramas

- 1 - Processo de indução/geração de tecnologias na exploração e produção de petróleo offshore
- 2 - Desafios tecnológicos do Pré-sal

Tabelas

- 1 - CENPES – Pesquisas externas contratadas com universidades e institutos de pesquisas (1992-2009)
- 2 - CENPES - Pesquisas externas contratadas, por áreas e programas (1992-2009)
- 3 - CENPES - Universidades e instituições de pesquisas contratadas (1992-2009)
- 4 - Evolução da profundidade de campos de petróleo descobertos na plataforma marítima (1968-2002)
- 5 - Seleção de realizações tecnológicas da PETROBRAS no desenvolvimento de campos de petróleo na Bacia de Campos (1979-2005)
- 6 - Seleção de inovações tecnológicas da PETROBRAS em parceria com empresas e instituições de pesquisas
- 7 - Blocos e Áreas com participação da PETROBRAS no Pré-sal da Bacia de Santos – segunda e terceira rodadas de licitações
- 8 - Principais acumulações de petróleo descobertas no Pré-sal da Bacia de Santos (2006 - 2012)
- 9 - Novos campos de produção de petróleo e gás no Pré-sal – Bacias de Santos e Campos (2012-2018)
- 10 - Aquisição prevista de equipamentos pela PETROBRAS (2012-2017)
- 11 - PETROBRAS – Fases da evolução tecnológica na exploração e produção de petróleo *offshore* (1955-2012)

CRÉDITOS DAS FIGURAS

Figura 1 – WoodGroup Mustang

Figura 2 – Quintal Arquitetura e Design

Figura 3 – Juarez Cavalcanti /Banco de Imagens Petrobras

Figura 4 – José Caldas/Banco de Imagens Petrobras

Figura 5 – Crédito: Banco de Imagens Petrobras

Figura 6 – Crédito: Bruno Veiga/Banco de Imagens Petrobras

Figura 7 – Crédito: Banco de Imagens Petrobras

Figura 8 – WoodGroup Mustang

Figura 9 – Crédito: Banco de Imagens Petrobras

Figura 10 – Crédito: Banco de Imagens Petrobras

Figura 11 – Crédito: Banco de Imagens Petrobras

Figura 12 – Paulo Arthur/Banco de Imagens Petrobras

Figura 13 – Crédito: Banco de Imagens Petrobras

ANEXO I

Evolução Tecnológica no Refino de Petróleo no Brasil

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO.....	323
2. PETRÓLEO: COMPONENTES, DENSIDADE E PROCESSOS DE REFINAÇÃO	324
2.1. Medida de densidade do petróleo.....	326
2.2. Processos e produtos da refinação do petróleo.....	326
3. EXPANSÃO HISTÓRICA DO PARQUE DE REFINARIAS	336
3.1. Política brasileira para os derivados de petróleo antes da PETROBRAS	336
3.2. Política de produção de derivados após a criação da PETROBRAS	340
3.3. As refinarias do setor privado.....	351
4. DESENVOLVIMENTOS TECNOLÓGICOS NO REFINO DE PETRÓLEO	353
4.1. Etapas da pesquisa no refino de petróleo.....	354
4.2. Tendências tecnológicas no processo de refino	356
4.3. A atual expansão do parque de refinarias.....	361
5. CONCLUSÕES	363
REFERÊNCIAS	364

INTRODUÇÃO

Este estudo analisa a evolução tecnológica da refinação do petróleo no Brasil, a partir da implantação, na década de 1930, das primeiras refinarias¹. O parque produtivo nacional contava, em 2011, com dezesseis refinarias em operação, com capacidade nominal total de processamento de 2,1 milhões de barris/dia de petróleo. Quatro refinarias são de propriedade privada e doze são da PETROBRAS; essas últimas respondiam, em 2011, por 98,8% da capacidade instalada total da produção de derivados. Do volume total de petróleo processado pelas dezesseis refinarias, em 2011, 1,87 milhão de barris/dia, isto é, 81%, foram produzidos em campos de petróleo do País, e 19% foram importados; os petróleos importados são constituídos, principalmente, de óleos leves, utilizados nas refinarias para composição com os petróleos nacionais, em sua maioria mais pesados.²

As últimas refinarias brasileiras foram construídas há mais de 30 anos, no final da década de 1970. Com o objetivo de aumentar a capacidade nacional de produção de derivados, a PETROBRAS está construindo a Refinaria Abreu e Lima, em Pernambuco, e a primeira refinaria do Complexo Petroquímico de Rio de Janeiro (COMPERJ). Há duas refinarias na fase de projetos: Premium I, no Maranhão e Premium II, no Ceará.³

Numa perspectiva histórica, o que mais distingue a atuação da PETROBRAS nas atividades de refinação são as intensas mudanças efetivadas no perfil tecnológico e produtivo das suas refinarias, a partir da década de 1980. Os equipamentos originais das refinarias foram projetados, entre as décadas de 1950 e 1970, para o processamento de petróleos de origem árabe, mais leves que os petróleos que passaram a ser produzidos na Bacia de Campos, a partir do final dos anos 1970, caracterizados por consistência viscosa em vários campos. Refinar petróleos pesados exigiu da Companhia intensos esforços de pesquisas, desenvolvimentos e engenharia para possibilitar que os processos e equipamentos de refinação se adequassem, tecnologicamente, aos petróleos brasileiros. Como

1. O autor agradece as informações, comentários e sugestões dos engenheiros Francesco Palombo, do CENPES/PETROBRAS e Elie Abadie, da PETROBRAS (RH/UP), e isenta-os de quaisquer erros ou omissões eventualmente existentes no texto.

2. A PETROBRAS produz, desde 2006, volume suficiente de petróleos para atender à demanda de derivados (ver Anexo 2, tabela 20 e 27). Entretanto, em função do perfil tecnológico das refinarias no Brasil, conforme veremos neste trabalho, se faz necessária a importação de petróleos leves, mais adequados ao parque de refino, e a exportação concomitante de petróleos excedentes produzidos no País, mais pesados. Panorama 2010, PETROBRAS. Dados estatísticos sobre refinarias e volumes de petróleo refinado encontram-se no Anexo 2.

3. No exterior, a PETROBRAS possuía, em 2011, três refinarias: Pasadena (Estados Unidos), Nansei Sekiyu K.K. (Okinawa, Japão) e Ricardo Eliçabe (Argentina), com capacidade total de processamento de 230.500 barris/dia de petróleo.

resultado dos programas tecnológicos adotados, foram realizadas pelo Centro de Pesquisas e Desenvolvimento da PETROBRAS (CENPES) e pelas refinarias diversas inovações incrementais, tais como o Craqueamento Catalítico em Leito Fluidizado (FCC) e o Coqueamento Retardado. As tecnologias desenvolvidas aumentaram a capacidade de produção de combustíveis leves e médios demandados pelo mercado, como gasolina e óleo Diesel, e diminuíram a produção de derivados pesados de baixo valor comercial e com menor demanda, a exemplo do óleo combustível. Foi ainda importante o aprendizado tecnológico na produção de catalisadores, que levou a PETROBRAS à condição de empresa com o maior domínio tecnológico de catálise de craqueamento de petróleo no mundo, como se analisa neste estudo.

A próxima seção descreve os principais processos de destilação, conversão e tratamento utilizados nas refinarias, voltados à obtenção de derivados de petróleo em condições de atender às especificações técnicas e exigências do mercado. As Seções 3 e 4 analisam a expansão do parque de refinarias no País, os principais avanços na geração de tecnologias capazes de efetuar a conversão mais eficiente de frações pesadas de petróleo em derivados leves e as novas tendências tecnológicas na refinação.

2. PETRÓLEO: COMPONENTES, DENSIDADE E PROCESSOS DE REFINAÇÃO

O petróleo é encontrado na natureza impregnado em pequenos poros das rochas sedimentares, formadas pela acumulação e desagregação, durante milhões de anos, de sedimentos oriundos de rochas e da decomposição de restos de vegetais, microrganismos, algas e animais. Alguns fatores básicos, como a interação de sedimentos rochosos com matérias orgânicas, o aumento das temperaturas procedentes do interior da Terra e condições químicas apropriadas propiciaram o início do processo de formação de acumulações de petróleo e gás natural, há mais de 100 milhões de anos, em bacias sedimentares terrestres, lacustres e marítimas (Thomas, 2004).

Em sua origem, o petróleo foi gerado em rochas-fonte, deslocando-se para uma rocha-reservatório como resultado de processos de compactação ou de microfaturamento da rocha-fonte. No processo de migração, o petróleo se deslocou ao longo da rocha-reservatório por meio de *vazios* em seu interior, *interconectados* (porosidade e permeabilidade, respectivamente), até ser contido por rochas impermeáveis, ou rochas selantes, que impedem a continuidade da migração, formando o reservatório de petróleo (Anexo 3, figura 13). A porosidade da rocha se desenvolveu, em sua forma primária, durante o processo de transformação da matéria sedimentar em rocha sedimentar (Thomas, 2004, p. 15-17).

O petróleo constitui-se, principalmente, de uma mistura de hidrocarbonetos, isto é, compostos químicos orgânicos formados por moléculas de hidrogênio e carbono, em proporções que variam, segundo os tipos de petróleo, de 11%

a 14% para o hidrogênio e de 83% a 87% para o carbono. Outros constituintes orgânicos não-hidrocarbonetos do petróleo, representando impurezas, são o enxofre (na proporção média de 0,65% em peso), nitrogênio (0,17% em peso, em média), oxigênio e metais. Os hidrocarbonetos principais gerados na rocha sedimentar - gás natural e petróleo - foram determinados pela constituição da matéria orgânica original, pelas pressões e pela intensidade do processo térmico sobre a matéria orgânica. O gás natural pode se encontrar associado ao petróleo no reservatório ou em forma livre, em reservatório somente com gás, ou se encontrar na parte superior do reservatório formando a capa de gás. Normalmente, quanto mais denso o petróleo maiores são as quantidades de enxofre, que causa ação corrosiva dos derivados nos metais com os quais entram em contato, e de nitrogênio, que provoca instabilidade nos derivados e contamina o catalisador utilizado no processo de craqueamento.⁴ Existem ainda impurezas inorgânicas no petróleo bruto, como água, sais e sedimentos (Thomas, 2004; Abadie, 2009).

As moléculas do petróleo combinam-se em diferentes tamanhos e estruturas: se a mistura contiver maior percentagem de moléculas pequenas o hidrocarboneto apresenta estado gasoso, e se contiver moléculas maiores seu estado é líquido. As propriedades físicas que identificam os tipos de petróleo são a densidade relativa e a viscosidade. Hidrocarbonetos densos e viscosos contêm pouco gás, enquanto os claros e de baixa viscosidade possuem maior proporção de gás ou são constituídos somente de gás.

Como a proporção de hidrogênio e carbono no petróleo varia segundo os seus diversos tipos, a composição dos derivados obtidos na refinação varia segundo o tipo de petróleo, dos mais leves aos mais pesados. Os petróleos leves são constituídos de maiores proporções de hidrocarbonetos de menor peso molecular, que originam maiores proporções de gás liquefeito de petróleo (GLP), nafta, querosene e Diesel; os petróleos pesados produzem proporções elevadas de frações pesadas, como gasóleos de vácuo e resíduo de vácuo.

Na refinação para a obtenção de derivados, o petróleo é classificado em óleos parafínicos, naftênicos e aromáticos, além de outras classificações resultantes de combinações das três classes básicas. Os óleos parafínicos são leves, fluidos e com elevado ponto de fluidez, apropriados para a produção de querosene de aviação, óleo Diesel e lubrificantes de qualidade; os naftênicos apresentam baixo teor de enxofre e geram gasolina, nafta petroquímica, querosene de aviação e lubrificantes. Os óleos aromáticos, mais pesados e com teores elevados de enxofre são mais indicados para a produção de gasolina, solventes e asfalto (Thomas, 2004).

4. Catalisadores são substâncias que alteram a energia de ativação de uma reação química, aumentando ou retardando a velocidade da reação, sem sofrer qualquer alteração química permanente no processo (Fernández *et al.*, 2009).

2.1. Medida de densidade do petróleo

Para medir o petróleo segundo sua densidade e assim se identificar seu valor comercial como gerador de derivados, a classificação mais utilizada é a estabelecida pelo American Petroleum Institute (API), dos Estados Unidos. O grau API, ao separar os petróleos segundo sua densidade volumétrica, proporciona indicação a respeito da proporção de compostos leves ou pesados presentes em um determinado tipo de petróleo. Quanto mais leve o petróleo maior o grau API, ou seja, apresenta menor densidade relativa, maior proporção de voláteis (partes leves) e maior propriedade de geração de derivados mais rentáveis comercialmente. Assim, os petróleos extra leves têm API superior a 40 graus Celsius; os leves têm API entre 31,1 a 40 °C; os petróleos médios têm API entre 22,3 e 31,1 °C; os pesados, entre 10,0 e 22,3 °C; e os extra pesados têm API inferior a 10,0 °C. No Brasil, do total de reservas, em 2010, 45% tinham API de até 22,3 °C, isto é, constituíam petróleos pesados, 34% tinham API de 22 a 31 °C, ou seja, petróleos intermediários, e 6% apresentavam API acima de 31,1 °C, isto é, constituíam petróleos leves; 15% das reservas eram formadas por gás (PETROBRAS *at a Glance*, 2011).

O petróleo produzido em um dos maiores campos do Brasil, o Campo de Marlim, apresentou API de 19,6 °C, em 2011, sendo, portanto, classificado como pesado. Ao longo do tempo, o grau API dos petróleos brasileiros caiu, à medida que crescia a produção da Bacia de Campos, cujos óleos são mais pesados (Szklo e Uller, 2008). Nos próximos anos, o grau API médio do petróleo brasileiro tenderá a aumentar, uma vez que as acumulações descobertas na camada geológica do Pré-sal, a partir de 2006, são constituídas de petróleos mais leves do que os dos campos do Pós-sal da Bacia de Campos.

2.2. Processos e produtos da refinação do petróleo⁵

Na refinação de petróleo para a produção de derivados há três fases principais:

- a. separação ou fracionamento: de natureza física, tem por objetivo a separação, por diferença de volatilidade, do petróleo bruto em suas frações de produtos componentes;
- b. conversão: de natureza química, destina-se a transformar as frações pesadas obtidas na fase de separação, de baixo valor comercial, para a obtenção de derivados leves e médios de alto valor comercial;
- c. tratamento: de natureza química, visa à eliminação de impurezas para a obtenção de derivados com as especificações exigidas para a comercialização.

Outros processos para a separação do petróleo em suas frações básicas são a

5. Abadie (2009); Szklo e Uller (2008); Cardoso (2008); PETROBRAS (2006).

desasfaltação a propano e a desaromatização a furfural, entre outros. Há ainda os processos auxiliares, destinados a fornecer insumos aos processos principais.

Os produtos derivados obtidos nas refinarias dividem-se em três categorias, de uso final ou intermediário: i) combustíveis (gasolina, óleo Diesel, óleo combustível, gás liquefeito de petróleo (GLP) ou gás de cozinha, querosene, e outros); ii) produtos não-combustíveis (solventes, parafinas, lubrificantes básicos, graxas, asfalto e coque); iii) derivados não-energéticos como a nafta, gasóleos petroquímicos e outras matérias-primas para as indústrias petroquímicas. A partir da nafta e do gás natural são produzidos petroquímicos básicos utilizados na indústria petroquímica e farmacêutica, divididos em olefinas (eteno, propeno, buteno, butadieno) e aromáticos (benzeno, tolueno, etil benzeno e outros).

Tendo em vista que o tipo de petróleo processado nas refinarias condiciona a qualidade e a quantidade das frações obtidas, cada refinaria dispõe de processo de destilação preparado para determinada seleção de tipos de petróleo. Assim, petróleos mais leves geram maior quantidade de produtos leves, tais como o GLP e a nafta. Os petróleos pesados resultam em maiores volumes de gasóleos e resíduos, destinados à produção de óleos combustíveis e asfaltos. No meio da cadeia de produtos estão os derivados médios, a exemplo do óleo Diesel e do querosene.

2.2.1. Processos de separação: destilação atmosférica e destilação a vácuo

Os processos de separação têm por objetivo separar o petróleo em suas frações básicas constituintes, como gás combustível, gás liquefeito de petróleo, nafta, querosene, gasóleo leve, gasóleo pesado e resíduo, por meio da aplicação de energia em uma faixa de temperatura e pressão. Os principais processos de separação são a destilação atmosférica e a destilação a vácuo. Os derivados obtidos diretamente no processo de destilação (ou seja, sem passar por processos de conversão) podem não apresentar as especificações exigidas para a comercialização, devendo passar pela etapa de tratamento, além de *blending*, isto é, a mistura de frações de derivados para a formulação final do produto.

Destilação atmosférica

Antes do início do processo de separação das frações do petróleo cru na torre ou coluna de destilação atmosférica o petróleo passa pela dessalgação, para a retirada dos compostos inorgânicos, como areias, sais, traços de metais e outros sedimentos. Esses elementos podem causar diversos problemas ao longo das fases do processamento de petróleo na refinaria, como corrosão e depósito nos trocadores de calor usados no pré-aquecimento da carga pelos sais de cloro, corrosão no topo da coluna de destilação e a diminuição do desempenho dos catalisadores nas unidades de conversão das refinarias. A dessalgação consiste em misturar água com

o óleo cru para a dissolução dos sais na água; a seguir, a água é separada do óleo por processos químicos, que provocam a quebra das emulsões água-óleo, ou por processo elétrico (Szklo e Uller, 2008).

Após a dessalgação, o petróleo cru é pré-aquecido em um forno a temperaturas entre 300-400 graus Celsius; em seguida, é enviado para a coluna de destilação vertical, à pressão ligeiramente superior à atmosférica, onde é realizada a separação primária (fracionamento) dos diversos componentes, por meio de vaporização e condensação, de acordo com as faixas de temperatura de ebulição de cada composto: gás liquefeito de petróleo a temperaturas de até 40 graus Celsius; nafta, gasolina e componentes leves, abaixo de 180 °C; querosene, de 180 a 240 °C; gasóleo leve, de 240 a 300 °C; gasóleo pesado, de 300 a 360 °C. As frações separadas são coletadas em bandejas ou pratos, dispostos horizontalmente no interior da coluna de destilação. Os vapores que se dirigem para o alto da coluna, onde as temperaturas são menores, condensam-se, permitindo que as frações mais leves sejam coletadas nos pratos internos mais altos e enviadas por tubulações para permutadores de calor. O querosene e o óleo Diesel são retirados em pontos laterais da coluna de destilação, de acordo com as temperaturas de destilação dessas e de outras frações. A fração pesada, ou resíduo de fundo (Resíduo Atmosférico - RAT), de elevado peso molecular, não se vaporiza e normalmente é direcionada para a destilação a vácuo (Abadie, 2009; Szklo e Uller, 2008).

Quanto maior o teor de carbono do petróleo cru maior é a temperatura de ebulição, mas o rendimento dos produtos componentes depende unicamente da composição do petróleo (Thomas, 2004). A temperatura máxima a que se pode aquecer o petróleo sem que haja perigo de decomposição térmica é em torno de 400 °C (Abadie, 2009).

Na destilação de petróleo pesado, cerca de 50% das frações extraídas são formadas por frações pesadas, a exemplo do gasóleo e do resíduo atmosférico - RAT, ou seja, partes do petróleo que necessitam de processamentos posteriores para serem transformadas em produtos leves (p.ex., gasolina) ou médios (p. ex., Diesel e querosene). Ao se destilar petróleo leve (API superior a 31,1°), com maior proporção de hidrocarbonetos de menor peso molecular, obtém-se maiores rendimentos de derivados médios e leves e menor proporção de RAT.

Os destilados resultantes da destilação atmosférica, exceto o resíduo atmosférico e as frações pesadas (gasóleos), são remetidos para processos de tratamento com o objetivo de produzir derivados nas especificações exigidas ou para serem misturados (*blending*) com derivados resultantes de outros processos.

Destilação a vácuo

O resíduo atmosférico (RAT), um subproduto da destilação atmosférica, pode ser utilizado diretamente com o óleo combustível. Contudo, visto que possui outras frações contidas, de maior valor comercial, seu processamento na destilação a vácuo permite gerar gasóleos que não podem ser obtidos na destilação atmosférica, devido a suas elevadas temperaturas de ebulição. Por meio da destilação a vácuo, que opera a menores pressões, ou pressões subatmosféricas, é possível obter gasóleo leve, gasóleo pesado e um produto residual, o resíduo de vácuo. O gasóleo leve é ligeiramente mais pesado que o óleo Diesel, podendo ser misturado a este desde que seu ponto de ebulição não seja muito elevado. O gasóleo pesado é importante devido à sua utilização, junto com o gasóleo leve, como carga para unidades de craqueamento catalítico fluído (FCC) (Abadie, 2010). A partir do gasóleo podem ser obtidos nos processos de conversão (p. ex., FCC), produtos como: gasolina, GLP, óleos lubrificantes, óleo Diesel e outros. O resíduo de vácuo origina asfalto e óleo combustível pesado.

2.2.2. Processos de Conversão

Por meio de processo de natureza química e pela ação de pressão e calor, frações pesadas de petróleo provenientes da destilação, a exemplo dos gasóleos, são convertidas em derivados mais leves, tais como naftas, gasolina, óleo Diesel e GLP. Na conversão, os processos químicos podem alterar a constituição molecular de uma dada fração para a obtenção de moléculas de melhor qualidade, sem, contudo, transformá-la em outra fração.

A conversão é realizada por meio dos processos de craqueamento térmico e craqueamento catalítico. O primeiro envolve o Craqueamento Térmico, o Craqueamento Retardado e a Viscosidade. Os processos de conversão catalítica são o Craqueamento Catalítico Fluido (FCC), o Hidrocraqueamento Catalítico e a Reformação Catalítica. Por meio do craqueamento, moléculas pesadas dos hidrocarbonetos são quebradas em moléculas menores, ou são efetivados rearranjos moleculares.

Craqueamento térmico

No craqueamento térmico, desenvolvido no princípio da década de 1910, nos Estados Unidos, as moléculas do gasóleo da destilação a vácuo e do RAT são quebradas para a obtenção de gasolina e GLP, e subprodutos como gás combustível, Diesel de craqueamento e outros. O craqueamento térmico apresenta como desvantagens as altas pressões na operação, a produção de naftas de pior qualidade, com altos teores de olefinas (etileno e propileno, matérias-primas básicas da petroquímica) e a produção de alta quantidade de derivados pesados, de

baixo valor de mercado, tais como o coque e o gás combustível. Por esses motivos, foi substituído pelo Craqueamento Catalítico em Leito Fluidizado (FCC - *Fluid Catalytic Cracking*), desenvolvido na década de 1940, que utiliza calor, pressão e catalisadores no craqueamento de frações pesadas do petróleo. No Brasil, somente a Refinaria de Manguinhos ainda dispunha de unidade de craqueamento térmico em operação (Abadie, 2010; Szklo e Uller, 2009; Cardoso, 2008).

Coqueamento retardado

O coqueamento retardado é outro processo de craqueamento térmico, utilizado na quebra de moléculas pesadas de frações obtidas na destilação e de resíduos com alto teor de impurezas, impróprios para o uso em processos de refino que utilizam catalisadores. Representa, portanto, processo importante para o aproveitamento de óleos pesados. Sua importância econômica advém do fato de utilizar como carga, principalmente, resíduos pesados da destilação a vácuo para sua transformação em produtos de maior valor. Na torre fracionadora de coqueamento, a carga aquecida é separada em GLP, gásóleo leve (para a produção de Diesel por meio de hidrotreatamento) e gásóleo pesado de coque. Quanto mais pesados os petróleos utilizados como carga, maior será a geração de coque de petróleo e menor a produção de derivados mais leves e mais valorizados. O coque é utilizado na geração de calor em caldeiras de indústrias e em alto-fornos de siderúrgicas, na produção de eletrodos na indústria metalúrgica e de anodos para a indústria de alumínio, além do seu uso na produção de outros produtos de maior valor adicionado (Abadie, 2009; Szklo e Uller, 2008).

Viscorredução

A viscorredução é um processo térmico de conversão, desenvolvido na década de 1930, que reduz a viscosidade de óleos residuais pesados provenientes das destilações, para serem empregados na produção de óleos combustíveis. Proporciona, ainda, a geração de gásóleo destinado à obtenção de gasolina. Tanto o craqueamento térmico quanto a viscorredução foram substituídos pelo craqueamento catalítico, processo mais moderno e de mais fácil operação (Szklo e Uller, 2008; Cardoso, 2008; Abadie, 2010).

Craqueamento catalítico fluido

O Craqueamento Catalítico em Leito Fluidizado (FCC) é o sistema de conversão mais utilizado nas refinarias do mundo inteiro, em razão da economia proporcionada, pois utiliza frações de petróleo de baixo valor como carga e proporciona maiores facilidades de operação.

No craqueamento catalítico utilizam-se *catalisadores*, agentes químicos

em forma de pós de granulação muito fina, destinados a promover reações na carga para aumentar a velocidade do processo de quebra das moléculas maiores dos hidrocarbonetos em moléculas leves, originando frações de derivados leves e médios. Como carga no processo de FCC são utilizados gasóleo leve e gasóleo pesado, provindos da destilação a vácuo e de outras unidades, como as de Coqueamento Retardado e de Desasfaltação (processo de separação do resíduo em diversos componentes, que constituem carga para unidades de conversão das refinarias). O FCC produz gasolina de alta octanagem⁶, GLP, Diesel de craqueamento e outros derivados. Em razão da grande necessidade brasileira de gasolina e de GLP, a PETROBRAS instalou unidades de FCC em todas as suas refinarias, construídas até o final da década de 1970. Como catalisadores são utilizados os alumino-silicatos amorfos, como as zeolitas, e os alumino-silicatos cristalinos. O pó quando atravessado por corrente gasosa comporta-se de modo semelhante a um fluido, daí advindo o termo *fluidização* no sistema FCC. Uma das grandes vantagens do catalisador é a de “promover reações de craqueamento em condições de temperatura muito mais baixas do que as requeridas no craqueamento térmico” (Abadie, 2010). Para a maior conversão de resíduos pesados, a PETROBRAS desenvolveu uma variação do FCC, o processo FCC de Resíduos, ou RFCC, que utiliza como carga resíduos atmosféricos de petróleos nacionais, com altos teores de hidrocarbonetos parafínicos e naftênicos.⁷

Hidrocraqueamento catalítico

No processo de Hidrocraqueamento Catalítico (HCC - *Hydro Catalytic Cracking*), frações pesadas do petróleo, tais como os resíduos e os gasóleos, são submetidas a temperaturas elevadas (280-475 °C) com a utilização de catalisadores e altas quantidades de hidrogênio, para a geração de destilados médios, como querosene, Diesel com alto teor de cetanas (ver nota 24), nafta (que pode utilizada na reforma catalítica para a produção de gasolina de alta qualidade) e lubrificantes de alta qualidade (Cardoso, 2008; Szklo e Uller, 2008). O processo HCC apresenta grande flexibilidade, pois pode receber cargas compostas por resíduos leves, naftas e gasóleos pesados, dependendo da fração buscada pelo refinador para a produção de derivados leves. O Brasil não dispõe de unidade de HCC, mas existe a perspectiva futura da montagem de unidades no COMPERJ e nas refinarias Premium I e Premium II. Segundo Szklo e Uller (2008) a unidade de HCC realiza na refinaria papel complementar ao FCC, pois a carga que processa é composta por frações em que a quebra em FCC é complexa, como no caso dos resíduos da destilação a

6. O índice de octanagem da gasolina indica a qual limite máximo a mistura de vapor de combustível com o ar pode ser comprimida na câmara de combustão sem que haja detonação espontânea, ou seja, sem que a mistura entre em combustão antes da centelha da vela de ignição (Szklo e Uller, 2008). Os motores mais potentes são submetidos a pressões maiores, por isso exigem combustíveis com maior octanagem.

7. Abadie (2010); Santos, P., cit. por Szklo e Uller (2008, p. 31); Cardoso (2008); Szklo e Uller (2008).

vácuo, que provêm de óleo cru com alto teor de aromáticos, ou por resíduos não craqueados no FCC. Essas cargas são craqueadas na presença de hidrogênio e de catalisadores adequados ao processo. Assim, representa um processo de conversão mais intenso que o FCC, propiciando baixos teores de enxofre e nitrogênio nos produtos finais.

Reformação catalítica

A unidade de reforma catalítica processa cargas com baixo teor de octanas, provenientes da destilação atmosférica ou da unidade de hidrotratamento, como a gasolina e nafta, para gerar derivados com alta octanagem, como gasolina de alta qualidade, GLP e outros produtos químicos. Também utiliza nafta de coqueamento como carga, hidratada previamente. Há várias unidades de reforma catalítica que estão sendo instaladas em refinarias brasileiras, como se observa nas seções que descrevem a evolução da implantação de refinarias no País.

2.2.3. Processos de tratamento e *blending*

Os processos de tratamento, também conhecidos como processos de acabamento, objetivam retirar dos derivados obtidos nas etapas anteriores da refinação os elementos químicos causadores de poluição e corrosão, como enxofre, nitrogênio e traços de metais; o tratamento promove ainda a separação dos materiais asfálticos, de baixo valor, e corrige o odor dos produtos, adequando-os aos padrões de qualidade para atender às exigências da comercialização. Os processos de tratamento convencionais – aqueles que não operam sob condições severas – são o Cáustico simples, o Tratamento Cáustico Regenerativo (TCR) e o Tratamento Bender. Quando há necessidade de condições mais severas para a remoção de impurezas do querosene, do Diesel e de frações pesadas (p. ex., gasóleos, lubrificantes e resíduos) são utilizados processos que utilizam o hidrogênio na presença de catalisador, tais como o Hidrotratamento ou Hidroacabamento (HDT, HDS), que melhoram a qualidade dos derivados tratados.

Entre os diversos processos de tratamento, conforme citados acima, o Hidrotratamento (HDT) visa atender aos mercados mais exigentes quanto à qualidade ambiental dos derivados. O HDT realiza a hidrogenação de frações geradas nas unidades de destilação e de craqueamento, resultando em produtos com teores reduzidos de impurezas e de compostos indesejáveis (enxofre, oxigênio, nitrogênio e traços de metais). Assim, a unidade HDT melhora a estabilidade dos produtos (evita a formação de gomas e de alterações na cor dos derivados). Ao remover o enxofre e outras impurezas, o HDT promove a adequação da gasolina, querosene, gases e Diesel às especificações exigidas pelos

mercados de produtos finais mais rigorosos, contribuindo assim para reduzir a poluição resultante da queima dos combustíveis no motor dos veículos (Cardoso, 2008; Szklo e Uller, 2008). Dentre os diversos tipos de hidrotreamento, ou hidrorrefino, segundo as categorias das reações, há a reação de Hidrodessulfurização (HDS - *Hydrodesulfurization*) – que pode processar cargas que vão do querosene a gasóleos pesados – utilizada para diminuir teores de enxofre e metais do gás natural e de combustíveis, contribuindo para reduzir as emissões de dióxido de enxofre na queima nos motores.

2.2.4. Processos auxiliares

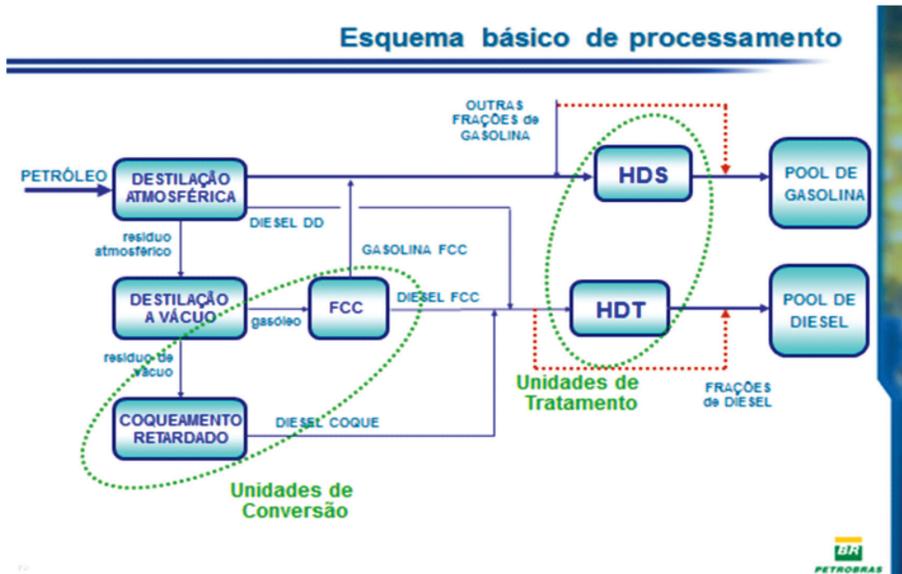
Os processos auxiliares destinam-se a fornecer insumos à operação dos outros processos de refino anteriores, como são os casos da geração de hidrogênio para as unidades de hidrorrefino e a recuperação de enxofre, ou a tratar dos rejeitos daqueles processos. Englobam a produção de vapor, água, energia elétrica, distribuição de gás, tratamento de efluentes e outros (Abadie, 2009).

2.2.5. Apresentação esquemática do refino

A Figura 1 ilustra, de forma simplificada, um esquema de refino de gasolina e Diesel nas fases de destilação, conversão e tratamento. Na fase inicial, as frações de gasolina e Diesel obtidas diretamente da destilação atmosférica (*straight-run*) seguem, respectivamente, para tratamentos HDS e HDT. O resíduo atmosférico, resultante da destilação atmosférica, constitui carga para a destilação a vácuo, que produz gasóleo, utilizado como carga na unidade de Craqueamento Catalítico Fluido (FCC) para gerar frações de gasolina e Diesel. Quanto ao resíduo de vácuo, constitui carga para a unidade de Coqueamento Retardado para a produção de Diesel-coque. Obtém-se Diesel, portanto, a partir da destilação atmosférica (Diesel DD-destilação direta) e do craqueamento FCC. As frações de gasolina e Diesel geradas no FCC seguem para as respectivas unidades finais de tratamento HDS ou HDT e *blending*. Como exemplo do processo de *blending*, o *pool* de gasolina consiste na formulação desse combustível sob condições especificadas para a sua comercialização, com o uso de componentes provenientes de diversas unidades da refinaria (FCC, reforma catalítica, isomerização)⁸, tanto para aumentar a sua quantidade quanto para melhorar a qualidade (Palombo, 2008; Abadie, 2010; Szklo e Uller, 2008).

8. O processo de isomerização consiste em rearranjo molecular de frações provenientes da destilação atmosférica para convertê-las em gasolinas com alta qualidade ambiental.

Figura 1
Processo de refino de gasolina e Diesel



Fonte: Palombo (2008).

2.2.6. Craqueamento: nota sobre a evolução histórica

Dada a importância do processo de craqueamento do petróleo, apresenta-se a seguir um breve histórico da invenção dos dois processos de craqueamento mais utilizados nas refinarias, no passado e no presente, respectivamente: o térmico e o catalítico.

O processo de craqueamento térmico do petróleo foi demonstrado pela primeira vez por um professor de química da Universidade de Yale, em 1855, mas somente a partir do início do século XX o processo teria aplicação prática. Até então, as refinarias utilizavam processos simples de destilação térmica, utilizando o aquecimento proporcionado por vapor, com elevada pressão, com o objetivo de separar os principais componentes do petróleo bruto demandados pelo mercado, como o querosene e óleos lubrificantes. A gasolina era um subproduto da destilação com pouca utilização, até a década de 1890. Quando a fabricação de automóveis começou a aumentar, no início do século XX, surgiu a necessidade de quebrar as moléculas pesadas do petróleo para a obtenção de maiores frações de gasolina e de outros derivados leves. O primeiro processo comercial de craqueamento térmico foi inventado por William Burton, administrador de uma refinaria da Standard Oil. Burton era PhD em química e realizou os primeiros experimentos,

em diferentes temperaturas e pressões, entre 1909 e 1912, até chegar à invenção do processo de craqueamento térmico, patenteado em 1913. O novo método de craqueamento permitiu dobrar a quantidade de gasolina gerada em um barril de petróleo. Os lucros proporcionados à Standard Oil levaram os concorrentes a desenvolver diversos processos alternativos de craqueamento, como forma de superar o pagamento dos elevados *royalties* cobrados pela empresa.

Porém, o processo de craqueamento térmico apresentava desvantagens, como as altas pressões de operação, a produção de coque e gás combustível em quantidades acima do desejado e naftas de qualidade inferior. Para superar essas deficiências, diversas companhias de petróleo realizaram pesquisas com técnicas de craqueamento catalítico na década de 1920. O primeiro processo de craqueamento catalítico tornou-se comercialmente disponível em 1923, tendo capacidade de produzir 15% a mais de gasolina do que o craqueamento térmico, por meio do uso de cloreto de alumínio para quebrar as cadeias longas das moléculas dos hidrocarbonetos. Porém, uma vez que catalizador utilizado não podia ser recuperado para ser reutilizado, o craqueamento térmico continuou a dominar a produção de gasolina em razão de seus menores custos. O primeiro processo catalítico capaz de produzir gasolina com alta octanagem e que permitia a reutilização do catalizador foi introduzido, em 1936-1937, pela refinaria Sun Oil's Pennsylvania, com a utilização do processo Houdry Process Corporation, desenvolvido durante dez anos de pesquisas pelo pesquisador francês Eugene Houdry; o processo utilizava a chamada *aplicação em leito fixo*, um processo de produção semicontínuo. As restrições desse processo, que exigia a parada temporária da refinaria para a regeneração do catalisador, e os elevados valores dos *royalties* pretendidos pelo inventor levaram a Standard Oil a pesquisar novos processos de craqueamento. Para tanto, reuniu um grupo de empresas, em 1938, para empreender pesquisa conjunta, que foi considerado por Freeman e Soete (1997) como um dos maiores programas mundiais de pesquisa industrial. A reunião das empresas Standard Oil of New Jersey (Exxon), Standard Oil of Indiana, Kellogg, IG Farben, Shell, Anglo-Iranian (depois British Petroleum), Texaco e Universal Oil Products (UOL) deu origem ao grupo de pesquisas *Catalytic Research Associates*, que desenvolveu pesquisas de 1938 a 1942 e descobriu o processo de Craqueamento Catalítico em Leito Fluidizado (FCC), que começou a operar em 1942, na refinaria Baton Rouge, da Standard Oil of New Jersey. O FCC trabalha sob pressões acima da atmosférica, e com temperatura entre 490 a 550 °C, permitindo a obtenção de GLP, nafta e outras frações leves e pesadas que ainda necessitam de tratamento posterior. O processo FCC foi aprimorado na década de 1960, com o uso de zeólitas sintéticas, um catalizador com estrutura porosa uniforme que permitiu aumentar a geração de gasolina em mais 15%. Outra importante inovação foi a invenção do processo de hidrocrackeamento, que combina catálise a temperatu-

ras acima de 350 °C, com hidrogenação a altas pressões; os catalisadores utilizados (zeólita com tungstênio, platina ou níquel) são usados com funções duplas de craqueamento e hidrogenização, e produzem altas proporções de gasolina (Freeman e Soete, 1997; Smil, 2011).

3. EXPANSÃO HISTÓRICA DO PARQUE DE REFINARIAS

As primeiras unidades industriais para a produção de derivados de petróleo no Brasil foram instaladas na década de 1930, no Rio Grande do Sul e em São Paulo.⁹ Eram plantas industriais com pequena capacidade, que produziam em processo descontínuo, no sistema de bateladas. A primeira unidade instalada, Destilaria Riograndense de Petróleo, foi montada em Uruguaiana (RS), em 1932, com equipamentos importados da Argentina. Era abastecida com petróleo importado do Peru, via Buenos Aires, onde chegava por transporte marítimo (Oddone, 1965). Em 1936, foram iniciadas as operações da primeira refinaria do estado de São Paulo, a Refinaria Matarazzo, em São Caetano do Sul, também com produção em bateladas. Em 1937, foi fundada a Refinaria de Petróleo Ipiranga, na cidade de Rio Grande (RS), que também operava em bateladas, mas que em 1948 adotou o processo contínuo (Perissé *et al.*, 2007).

3.1. Política brasileira para os derivados de petróleo antes da PETROBRAS

As refinarias implantadas até abril de 1938 não necessitavam de autorização especial para serem instaladas. Essa diretriz foi radicalmente alterada naquele mês de 1938, ao se adotar nova política para o setor, proposta pelos ministros militares do presidente Getúlio Vargas: foi aprovado o Decreto-Lei nº 395/38, que tornou o abastecimento nacional do petróleo um serviço de utilidade pública, e criado um órgão para executar a política do petróleo, o Conselho Nacional do Petróleo (CNP). Ao ser considerado um serviço de utilidade pública, o setor de petróleo ficou sob o controle do governo federal nas atividades de importação, exportação, transporte, construção de oleodutos, distribuição e comércio de petróleo e derivados, além da adoção do controle dos preços de comercialização pelo governo federal. Como órgão encarregado de administrar o setor de petróleo no País, as amplas atribuições do CNP incluíam a pesquisa e a lavra de petróleo e a industrialização de derivados “quando julgar conveniente” (Decreto-Lei 538/38). A instalação de novas refinarias pela iniciativa privada nacional ficou condicionada à anuência prévia do CNP. Após a nacionalização da industrialização (refino), os sócios estrangeiros das refinarias existentes no País tiveram que se desfazer da propriedade das empresas. A aplicação da nova

9. Havia no estado da Bahia duas pequenas unidades, em Aratu e em Candeias, que produziam gasolina, Diesel e querosene de iluminação para o consumo local (Dias e Quaglino, 1993).

legislação levou o CNP a desmontar uma refinaria que estava sendo construída às pressas pela Standard Oil, em São Paulo (Dias e Quaglino, 1993). Em 1942 foi negada à mesma empresa permissão para erguer uma refinaria em Niterói (RJ), que seria construída em troca de concessões para a exploração de petróleo no Amazonas e Paraná, que não foram concedidas pelo governo (Moura e Carneiro, 1976).

Os militares que comandaram o CNP nos primeiros anos (1938-1943), sob a presidência do general Horta Barbosa, combateram a presença do capital estrangeiro em todas as etapas da cadeia do petróleo, e procuraram fortalecer o papel do estado na área do refino por meio de proposta de adoção de monopólio estatal, formulada em julho de 1941. Entre seus objetivos estava a alocação de verbas para a implantação de refinarias estatais para a produção local de combustíveis, com o propósito de “extrair da refinação os recursos financeiros para sustentar a exploração” de petróleo (Moura e Carneiro, 1976), porém, essa proposta não foi aprovada pelo presidente Vargas.

Após o término da Segunda Guerra mundial, em 1945, o forte aumento no consumo de derivados de petróleo contribuiu para o esgotamento dos dólares e outras divisas cambiais acumuladas pelo governo durante o conflito mundial. Um novo grupo de militares que passou a comandar o CNP, a partir de 1943, sob a presidência do general João Carlos Barreto, cujas tendências políticas eram contrárias ao grupo de militares anterior, empreendeu diversas iniciativas para enfrentar a crise que se anunciava, no médio prazo, no abastecimento de derivados de petróleo. A primeira delas foi tentar modificar a legislação de 1938, que impedia que capitais estrangeiros investissem na atividade de refino no País. Porém, a iniciativa de liberalização foi bloqueada no Congresso Nacional, em razão da forte influência da Campanha do Petróleo, que então se desenvolvia a favor da estatização do setor. Outra iniciativa do CNP consistiu na realização de concorrência pública para a concessão de autorizações a empresários nacionais para a construção de refinarias; como resultado, foram concedidas permissões, em 1946, a quatro grupos empresariais para a construção de refinarias nos estados do Rio de Janeiro, São Paulo e Amazonas.¹⁰ No mesmo ano, o Decreto-Lei nº 9.881/46 autorizou a criação, na Bahia, da primeira refinaria estatal, com o objetivo de industrializar o petróleo extraído nos campos descobertos no Recôncavo Baiano. Em 1952, o CNP concedeu autorização para a construção de uma refinaria de pequeno porte em Manaus, que originou a atual Refinaria de Manaus (REMAN).

10. Duas das quatro concessões referem-se à Refinaria de Manguinhos, no Rio de Janeiro, e à Refinaria União, em Capuava, S.P., inauguradas em 1954; as duas outras concessões foram suspensas pelo governo.

Refinaria Landulfo Alves (RLAM) - Mataripe

Para a construção da primeira refinaria estatal, inicialmente denominada Refinaria Nacional de Petróleo (RNP), foi indicada a localidade de Mataripe, na cidade de São Francisco do Conde, Bahia. A construção foi autorizada pelo governo federal, em 1946. A concorrência para o projeto e a construção foi vencida pela empresa norte-americana M. W. Kellogg, que trouxe os equipamentos dos Estados Unidos, exceto alguns bens produzidos no Brasil, tais como os tanques para depósito de combustível e petróleo. Sua construção foi iniciada em agosto de 1949, e a entrada em operação se deu em setembro de 1950; foi equipada com unidades de destilação, reforma e craqueamento térmico integrados, o que permitia a utilização comum de equipamentos dispendiosos, a exemplo do forno e da torre de destilação. A escala de processamento era baixa, de 2.500 barris/dia de petróleo, voltada para a maximização da produção de gasolina com a utilização de petróleo extraído na Bahia. Em 10 de maio de 1954, data em que a PETROBRAS começou a operar, a RLAM foi incorporada aos ativos da Companhia. Naquele ano, a capacidade de processamento da refinaria foi duplicada para 5.000 barris/dia, com a instalação de unidades de destilação, reforma e craqueamento térmico integrados, idênticas ao primeiro conjunto instalado, e de uma unidade de polimerização catalítica de propenos, a primeira a utilizar processo catalítico no Brasil, com o objetivo de aumentar a produção de gasolina com o uso de carga de gases propeno e buteno, de baixo valor à época. Em 1957, a refinaria foi rebatizada como Refinaria Landulfo Alves-Mataripe (RLAM). Em 1960, a capacidade de processamento foi ampliada para 43.000 barris/dia, com a implantação de uma unidade pioneira de FCC, a primeira da PETROBRAS, e de diversas unidades para a fabricação de óleos lubrificantes parafínicos, tornando-se a primeira a produzir parafinas e lubrificantes básicos (Martins, 1977; Perissé, 2007). No decorrer das décadas seguintes, a RLAM foi seguidamente ampliada com unidades de destilação atmosférica e a vácuo e outras unidades. Em 2001, foi equipada com a maior unidade de craqueamento catalítico de resíduo do Brasil, projetada pela PETROBRAS, com capacidade de processamento de 10.000 m³/dia de resíduo atmosférico. Em 2011, processou 239.096 barris/dia de petróleo, o terceiro maior volume de petróleo refinado do Brasil. O esquema de refino da RLAM representa duas refinarias paralelas: uma para combustíveis e aromáticos, outra para lubrificantes e parafinas.¹¹ O atual plano de expansão é constituído de duas unidades de HDS de nafta de FCC, HDT de Diesel, Unidade de Recuperação de Enxofre (URE) e unidade de geração de hidrogênio (Tabela 1). A RLAM irá produzir óleo Diesel com teor de enxofre inferior a 10 partes por milhão (ppm).

11. Perissé *et al.* (2007); Szklo e Uller (2008); PETROBRAS (1954).

Refinaria Presidente Bernardes - Cubatão (RPBC)

A construção da Refinaria Presidente Bernardes, a primeira de grande porte no Brasil, prevista no Plano SALTE,¹² com capacidade diária inicial de processamento de 45.000 barris/dia, foi direcionada para a produção de gasolina, Diesel, óleo combustível, GLP e querosene, que constituíam os derivados mais demandados à época. A construção da RPBC foi iniciada em setembro de 1950, em Cubatão, estado de São Paulo. O projeto e a supervisão da montagem ficaram a cargo da empresa norte-americana Hydrocarbon; para o fornecimento dos equipamentos foi selecionado o consórcio francês Fives-Lille e Schneider. O início das operações ocorreu em janeiro de 1955, quando passou a abastecer 50% do consumo nacional de combustíveis. O transporte até a cidade de São Paulo dos derivados produzidos foi viabilizado pelo oleoduto previsto no Plano SALTE, com 10 polegadas de diâmetro, que se encontrava em construção, em 1951, a partir da Baixada Santista. No ano seguinte foi implantado o segundo oleoduto, com 18 polegadas de diâmetro. Ambos foram construídos e operados pela Ferrovia Santos-Jundiaí, e adquiridos pela PETROBRAS, em 1974.

A RPBC utilizou, como matéria-prima inicial, petróleos provenientes da Venezuela e da Arábia Saudita, devido à impossibilidade de seus equipamentos processarem o petróleo da Bahia, que possui alto teor de parafinas e grau elevado de salinidade, que inviabilizava o seu processamento com os equipamentos instalados à época; a partir de 1957, após modificações de processo, a RPBC passou a receber também o petróleo extraído na Bahia.¹³ Em 1956, foi instalada na RPBC a primeira fábrica de asfalto da PETROBRAS, construída com tecnologia importada. Em 1957, a refinaria começou a fabricar matérias-primas para a indústria petroquímica, como eteno, resíduos aromáticos para negro-de-fumo e propeno. Na década de 1960, uma das unidades de craqueamento térmico foi modificada para operar com a unidade de destilação atmosférica, que possibilitou o aumento da capacidade de processamento para 38.000 barris/dia. Em 1970, a RPBC teve sua capacidade expandida e modernizada, tendo atingido a capacidade de processamento de 160.000 barris/dia, por meio da adaptação de uma das unidades de craqueamento térmico para processar petróleo, com o propósito de fornecer nafta à Petroquímica União. A refinaria recebeu, ainda, três torres de vácuo e uma unidade de craqueamento catalítico para o processamento de gasóleo, resultando em gasolina de melhor qualidade (Perissé *et al.*, 2007).

12. O Plano SALTE (Saúde, Alimentação, Transporte e Energia) foi elaborado por técnicos brasileiros e norte-americanos, com financiamento dos Estados Unidos. Foi apresentado ao Congresso Nacional por meio de emensagem do presidente Eurico Gaspar Dutra, em maio de 1948, e executado de 1949 a 1953. O plano previu a ampliação da capacidade da refinaria de Mataripe e a aquisição de quinze petroleiros, de 15.000 toneladas cada um, que constituiriam a Frota Nacional de Petroleiros (Fronape) (Dias, 1993, cit. por Perissé *et al.*, 2007).

13. PETROBRAS (1954); Perissé *et al.* (2007); Dias e Quaglino (1993).

Em 1974, começou a operar a unidade de Coqueamento Retardado, a primeira do Brasil, que viabilizou a redução da produção de óleo combustível. A partir de 1984 passou a produzir gasolina de aviação, com a implantação da unidade de Alquilação. Em 1986, a segunda unidade de Coqueamento Retardado, projetada pela engenharia básica da PETROBRAS, entrou em operação.

A necessidade de aproveitamento do petróleo produzido no Campo de Marlim conduziu, em 1992, à realização de adaptações metalúrgicas nas unidades de destilação atmosférica e a vácuo para viabilizar o processamento de petróleo pesado. A RPBC apresenta grau elevado de complexidade, em razão de sua unidade de coqueamento retardado, que maximiza a produção de derivados médios, constituir-se na maior em escala no Brasil em relação à sua capacidade de destilação atmosférica. A refinaria produz Diesel com baixo teor de enxofre, viabilizado pela unidade de Hidrotratamento de Diesel, instalada em 1998, projetada pela PETROBRAS. A modernização da RPBC incluiu uma unidade de FCC. Em 2011, processou 151.751 barris/dia de petróleo. Os atuais investimentos incluem unidades HDT de nafta de coque, HDS de gasolina, URE, Gerador de Hidrogênio e unidade HDT de Diesel (Ritterhaussen, 2010; Szklo e Uller, 2008).

3.2. Política de produção de derivados após a criação da PETROBRAS

A meta de obtenção de autossuficiência na produção de derivados de petróleo no Brasil começou a ser buscada no governo de Juscelino Kubitschek (1956-1961), por meio de trabalhos de planejamento realizados pela PETROBRAS para a expansão do parque de refinarias, que foram em seguida consolidados no Plano de Metas do presidente Juscelino Kubitschek. Para incentivar a produção no Brasil de bens de capital necessários à construção de refinarias, a PETROBRAS procurou fortalecer um grupo de indústrias em condições de aumentar o índice de nacionalização dos equipamentos a serem produzidos, concedendo-lhes apoio financeiro na forma de adiantamentos de pagamentos sobre as encomendas. O apoio da PETROBRAS levou os empresários a criarem a Associação Brasileira das Indústrias de Base (ABDIB), em maio de 1955 (Dias e Quagliano, 1993).¹⁴

No período entre a criação da PETROBRAS e meados dos anos 1960 a estrutura de consumo de combustíveis no Brasil caracterizou-se pelo alto peso

14. Para cuidar do abastecimento das refinarias da PETROBRAS foi criado na estrutura administrativa da empresa o Escritório Comercial de Petróleo e Derivados (ECOPE), encarregado dos contratos de fornecimento de óleo cru. Essa função foi ampliada, em 1963, pelo Decreto nº 53.337, que atribuiu à PETROBRAS o encargo de realizar a importação de petróleo para abastecer as refinarias privadas e os derivados necessários para complementar a produção interna. Pouco depois, em 1965, uma reforma administrativa na empresa transformou o ECOPE em Departamento Comercial (DECOM), constituído pelas Divisões de Suprimentos, de Distribuição e de Comércio Externo. A Divisão de Suprimentos ficou encarregada de fornecer óleo cru às refinarias e derivados aos distribuidores, constituídos pelas companhias que realizavam a venda no varejo, como Ipiranga, Shell, Texaco e Esso. Em 1971, a Divisão de Distribuição, que cuidava das atividades comerciais da empresa, ou seja, a venda no varejo, foi transferida para a recém-criada BR-Distribuidora; naquela época, a PETROBRAS já ocupava a terceira posição como vendedora no varejo (Dias e Quagliano, 1993).

relativo do óleo combustível, que acompanhava o processo de industrialização do País. No período seguinte, entre 1966 e meados da década de 1970, passou a ser preponderante o crescimento da demanda por gasolina, em face da expansão da indústria automobilística e do elevado crescimento econômico do País, época em que o Produto Interno Bruto se elevou à taxa próxima a 11% ao ano, em média, em 1969-1974 (período do “milagre econômico”).

Para suprir o crescimento da demanda interna de derivados a PETROBRAS reformulou os investimentos em refino e iniciou a construção da Refinaria do Planalto (REPLAN), no estado de São Paulo, e da unidade de lubrificantes da Refinaria Duque de Caxias (REDUC), no estado do Rio de Janeiro. Esse período correspondeu à intensificação de investimentos em Craqueamento Catalítico Fluido (FCC), que gera maiores proporções de gasolina e representa perfil produtivo mais moderno que os equipamentos de refino anteriores, que buscavam a produção de maiores volumes de óleo combustível. As refinarias construídas, a partir de então, foram equipadas com unidades de destilação a vácuo e de FCC, como foi o caso da unidade de FCC no processo de modernização da Refinaria de Cubatão (Fonseca e Gonçalves, *s.d.*).

A partir de 1974, como consequência da crise mundial nos preços do petróleo,¹⁵ aumentou a procura por óleo Diesel, um derivado de preço menor, e diminuiu a de gasolina, originando um processo de diminuição e eliminação da produção de caminhões e camionetes que utilizavam esse combustível. Para viabilizar maior produção de Diesel, os órgãos reguladores passaram a permitir sua obtenção com o uso de petróleos mais pesados e com maior teor de enxofre, portanto mais poluentes. As refinarias receberam adaptações de processos para aumentar a produção de Diesel e diminuir a produção de gasolina. Como resultado da elevação do preço da gasolina e da adoção do Programa Nacional do Álcool (Proálcool), surgiram excedentes de gasolina e dificuldades de sua comercialização no mercado externo. Também o mercado de óleo combustível trouxe problemas de excedentes e de falta de espaço para sua estocagem no País.

Programa Fundo de Barril

Para fazer face aos diversos problemas que surgiram com a alteração no perfil da demanda de derivados, o Departamento Industrial da PETROBRAS, com a participação do CENPES, criou, em 1980, o Programa Fundo de Barril, composto por três subprogramas: Programa de Craqueamento de Cargas Pesadas, executado nas unidades de craqueamento catalítico das refinarias; Programa de Minimiza-

15. Em 1973 e 1979, os países árabes produtores de petróleo elevaram os preços do barril, de US\$ 2.9, em setembro de 1973, para US\$ 11.65, em 23 de dezembro de 1973, e para US\$ 30, em 1979 (British Petroleum, 2012; Yergin, 2010; Smill, 2008).

ção de Produção de Resíduos de Vácuo, adotado nas unidades de destilação; e Programa para a Queima de Óleo Combustível Ultraviscoso, a ser realizado nos fornos e caldeiras das refinarias e de empresas de outros setores. Como resultado do Programa foram desenvolvidos o Processo PETROBRAS de Craqueamento Catalítico Fluido de Resíduos (RFCC) e a Unidade de Coqueamento Retardado da Refinaria de Cubatão. O RFCC representa uma variação do processo FCC, constituindo-se em uma inovação incremental da PETROBRAS para a obtenção de derivados a partir dos resíduos atmosféricos de petróleo nacional, com alto teor de nitrogênio e asfalto (Santos, 2006, cit. por Szklo e Uller, 2008, p. 31). A Unidade de Coqueamento Retardado foi projetada pela Área Industrial (Refino) da PETROBRAS em conjunto com as áreas de Engenharia Básica e de P&D do CENPES; trouxe, como resultado dos avanços tecnológicos, maior produção de Diesel e a redução de óleo combustível e asfalto (Mônaco, TN Petróleo 32).

A partir de meados da década de 1980, com o aumento da produção de petróleo na Bacia de Campos (mais pesado, contendo mais nitrogênio, com alta acidez naftênica¹⁶ e com outras características diversas dos petróleos importados para os quais as refinarias foram construídas) foram necessárias adaptações nas refinarias para o processamento daquele tipo de petróleo, por meio do desenvolvimento de tecnologias específicas (Mônaco, TN Petróleo 32).

Domínio da tecnologia de fabricação de catalisadores

A entrada nas refinarias de petróleo de origem nacional acarretou a geração de maiores proporções de derivados pesados, a exemplo do óleo combustível, um produto cuja demanda se encontrava em queda. Em razão dessas alterações no perfil das frações procuradas pelo mercado, a PETROBRAS necessitou alterar o processo de craqueamento de resíduos pesados nas suas refinarias para aumentar a geração de outros derivados mais procurados, tais como o óleo Diesel e outros mais leves; procurava-se, assim, reduzir as importações de Diesel e, ao mesmo tempo, diminuir os excedentes de óleo combustível gerados na refinação. Para isso, além de adaptações e inovações nos processos produtivos das refinarias, eram necessárias novas formulações de catalisadores, adequados ao craqueamento de petróleos pesados, uma vez que os catalisadores existentes no mercado internacional eram apropriados para petróleos leves.

Razões estratégicas também pesaram na decisão de construir no Brasil uma fábrica de catalisadores e de dominar a tecnologia de produção, em razão de serem os catalisadores materiais essenciais para a produção de combustíveis. Depoimentos de técnicos que participaram da construção da fábrica de catalisadores da

16. Os ácidos naftênicos presentes no petróleo pesado são responsáveis diretamente pela acidez do petróleo, que provoca corrosão nas refinarias durante o processo de refino (Mothé e Silva, TN Petróleo 57).

PETROBRAS mostram a complexidade no processo de seleção de empresa internacional que não só detivesse a tecnologia de fabricação, mas que estivesse disposta a realizar a transferência da tecnologia para o Brasil; à época, os detentores da tecnologia estavam dispostos a fornecê-la, mas não a ceder os conhecimentos na fabricação de catalisadores (Armando Guedes, FCC em Revista, 2010).

Após negociações com uma das empresas internacionais detentoras da tecnologia foi constituída a Fábrica Carioca de Catalisadores (FCC), em 1985, como uma *joint venture* entre a PETROBRAS, com 40% do capital, a empresa Akzo Nobel, da Holanda, com 40% do capital, que cedeu a tecnologia de fabricação e o projeto básico de engenharia da fábrica, e a empresa Oxiten, com 20% do capital, detentora de conhecimento industrial em reações químicas de catalisadores. A absorção inicial da tecnologia de produção do catalisador e o acompanhamento da engenharia básica foram realizados por meio de estágio de um grupo de engenheiros da FCC na fábrica da AkzoNobel, na Holanda, em 1985-1986 (FCC em Revista, 2010).

O acordo firmado entre os acionistas para a criação da FCC previa a transferência de tecnologia para a produção de catalisadores e, também, a cooperação entre os laboratórios de pesquisa e desenvolvimento da Akzo, situados na Holanda e nos Estados Unidos, e o CENPES. O objetivo do trabalho integrado era obter catalisadores adequados ao perfil de produção das refinarias brasileiras, que processavam cargas pesadas nas suas unidades de craqueamento.¹⁷ A FCC iniciou operações industriais em 1989, processando a primeira carga de catalisador cru importado da Holanda.¹⁸

A construção da FCC constituiu fator importante para o aprimoramento da refinação catalítica no Brasil, pois as unidades de craqueamento catalítico das refinarias passaram a utilizar catalisadores especificados pela PETROBRAS. A utilização de catalisadores formulados passou a permitir a produção de derivados de petróleo especificados para as necessidades regionais brasileiras e, a partir de 1993, a exportação de catalisadores especificados para a América Latina.¹⁹ A FCC é reconhecida como a empresa com maior domínio tecnológico de catálise de craqueamento de cargas pesadas no mundo.

Em 2004, as ações da Akzo foram transferidas para a empresa norte-americana do setor químico Albermale Corporation, que formou com a PETROBRAS nova sociedade para administrar a FCC. Em 2005, a capacidade de produção da

17. José Luiz Bregolato, diretor comercial e administrativo da FCC, de 1985 a 1993, em entrevista à FCC em Revista (2010).

18. "O processo de experimentação do catalisador nas refinarias da PETROBRAS foi um dos momentos conflitantes vividos na empresa, que era ao mesmo tempo acionista e cliente da FCC S.A. As primeiras impressões dos testes realizados nas refinarias foram muito ruins e houve logo comparação com produtos mais conhecidos... um trabalho de parceria e intercâmbio de informações foi fundamental para alcançarmos os produtos especificados. Esse processo de melhoria levou praticamente um ano até conseguirmos atender às necessidades das refinarias" (Armando Guedes, ex-diretor da FCC, em entrevista à FCC em Revista, 2010).

19. Entrevista de Antônio Honório Sobrinho, FCC em Revista (2010).

empresa foi ampliada em 25%, com a introdução da tecnologia Topaz, voltada para catalisadores de alta acessibilidade, que viabilizam o processamento de moléculas complexas de carbono, isto é, permitem o processamento de petróleos mais pesados e em maiores volumes (FCC em Revista, 2010).

Programa de Tecnologias Estratégicas de Refino (PROTER)

Como foi relatado, o aumento da produção nacional de petróleo trouxe outro desafio: produzir combustíveis leves a partir de cargas de petróleos pesados e extra pesados, a exemplo da gasolina, e combustíveis médios, tais como o Diesel e o querosene de aviação. Para superar o desafio, a PETROBRAS criou, em 1994, o Programa de Tecnologias Estratégicas de Refino (PROTER), que objetivava o aprimoramento de tecnologias de refino com vistas ao aumento da conversão das frações residuais pesadas, originadas na destilação, em derivados médios necessários no mercado. Para isso, o PROTER aprimorou os processos de Craqueamento Catalítico Fluido de Resíduos (RFCC) e o de Coqueamento Retardado para o processamento do resíduo atmosférico (RAT).

Normalmente, o RAT é processado na torre de destilação a vácuo, para a obtenção do gasóleo, uma fração mais pesada que o Diesel, que em seguida alimenta uma unidade de FCC para a produção de gasolina e Diesel. Contudo, em refinarias em que o objetivo é maximizar a produção de Diesel e de reduzir a produção de gasolina, não são necessárias unidades de FCC e de destilação a vácuo. A solução foi encontrada na tecnologia de Coqueamento Retardado de RAT, cujo principal produto é o Diesel, considerada a solução tecnológica e econômica mais atraente.²⁰

As tecnologias aprimoradas, entre as quais o Craqueamento Catalítico Fluido de Resíduos (RFCC) e o Coqueamento Retardado permitiram que a maior parcela do petróleo processado nas refinarias passasse a se constituir de petróleos de origem nacional; porém, a utilização de óleos pesados trouxe outros desafios, como o de conciliar a refinação de petróleos densos com a redução da demanda de óleo combustível, visto que proporções acima das desejadas desse derivado são geradas no refino de petróleo pesado. O desafio levou a estudos para o desenvolvimento de tecnologias inovadoras na área do refino, como: a) o processo de hidroconversão de resíduos de vácuo, que proporciona maior rendimento de produtos mais leves; b) o biorrefino, para a remoção do enxofre e de nitrogênio dos destilados;²¹ e c) os processos de refino que utilizam os princípios do ultras-

20. Essa tecnologia será também aplicada na refinaria em construção de Abreu e Lima, em Pernambuco, cf. entrevista do Coordenador do Proter, Francesco Palombo, à Revista Época, 4.8.2008; Ferreira (2006); Mônico (TN Petróleo 32).

21. O processo de biorrefino consiste na utilização da biomassa no processo de refino, com o objetivo de melhorar as propriedades do petróleo e/ou de derivados através da remoção seletiva de contaminantes e da redução da viscosidade de óleos pesados (bio-tratamento) (Palombo, 2008).

som e micro-ondas (Mônaco, TN Petróleo 32). Esses processos tecnológicos de refinação são descritos na Seção 4.2.

3.2.1. Refinarias construídas pela PETROBRAS

Refinaria Duque de Caxias

A Refinaria Duque de Caxias (REDUC), incluída no Plano de Metas do governo Juscelino Kubitschek (JK), foi a primeira construída pela PETROBRAS, com o objetivo de abastecer os estados do Rio de Janeiro, Espírito Santo e o sul de Minas Gerais. A empresa responsável pela construção, a norte-americana Foster Wheeler, foi selecionada em concorrência pública, em abril de 1957. Inaugurada pelo presidente JK, em 1961, dispunha das seguintes unidades produtivas: destilação atmosférica, com capacidade de processamento de 90.000 barris/dia de petróleo cru, destilação a vácuo, desasfaltação a solvente, tratamento cáustico de gasolina e tratamento cáustico de GLP. A produção da REDUC, somada à elevação da capacidade de Mataripe e de Cubatão, permitiu ao Brasil alcançar a autossuficiência na produção de derivados (Dias e Quaglino, 1993). Em 1964 entrou em operação a unidade de craqueamento catalítico (FCC), com capacidade inicial de processamento de 30.000 barris/dia. O primeiro conjunto para a produção de lubrificantes entrou em operação em 1973, e o segundo em 1979, tornando o Brasil autossuficiente na produção de óleos lubrificantes parafínicos básicos, utilizados na produção de lubrificantes de uso final.

A REDUC passou por vários períodos de crescimento da capacidade de produção de combustíveis e lubrificantes. A capacidade de destilação foi aumentada nos primeiros anos, atingindo 120.000 barris/dia, em 1964. A refinaria recebeu duas unidades de processamento de gás natural para utilizar o gás da Bacia de Campos, que viabilizaram a retirada de produtos nobres do gás, tais como o gás liquefeito de petróleo (GLP) e a nafta, matéria-prima da indústria petroquímica para a produção de eteno e propeno e outras frações líquidas, como benzeno, tolueno e xilenos. Em 1989, entrou em operação a primeira Unidade de Hidrotratamento (HDT), projetada pela PETROBRAS para o processamento de óleo Diesel e a produção de querosene de aviação a partir do querosene do petróleo nacional, cujas altas proporções de compostos nitrogenados instabilizam quimicamente os derivados. O hidrotratamento de frações do petróleo reduz as impurezas, a exemplo os compostos de enxofre, nitrogênio, oxigênio e metais pesados, atendendo à necessidade de produção de combustíveis menos poluentes. Outras unidades de refino que entraram em operação foram as de coqueamento retardado, de hidrotratamento de nafta de coque e de hidrodessulfurização (HDS) de nafta craqueada, que permitiram à REDUC oferecer ao mercado produtos com teores de enxofre inferiores a 50 partes por milhão. As próximas unidades a co-

meçar a operar são as de hidrotreatamento de instáveis (HDT), URE e Geração de hidrogênio (Perissé *et al.*, 2007; Abadie, 2009; Szklo e Uller, 2008).

A REDUC é a refinaria mais completa e a maior unidade fabricante de lubrificantes do Brasil, respondendo por 80% da produção nacional desse derivado, e com importante fornecimento de matérias-primas para indústrias químicas (Szklo e Uller, 2008). Em 2011, a REDUC processou 217.471 barris/dia de petróleo.

Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste

A PETROBRAS iniciou as operações da Fábrica de Asfalto de Fortaleza (ASFOR), em 1966, para a produção de asfaltos para o mercado da região Nordeste. A refinaria tem a denominação atual de Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste (LUBNOR). A unidade processava, até 2003, 2.830 barris/dia de petróleo pesado venezuelano, passando depois daquele ano a utilizar petróleo nacional, menos pesado que o proveniente da Venezuela. Como a refinaria não possui torre de destilação atmosférica, depois de dessalgado o petróleo é enviado diretamente para a torre de vácuo. Com as várias ampliações efetuadas, a capacidade atual de processamento é de 8.177 barris/dia. Em 2011 processou 6.971 barris/dia de petróleo. Outros melhoramentos incluíram a instalação de uma unidade de processamento de gás natural, em 1987, e a primeira unidade de produção de lubrificantes naftênicos da PETROBRAS, em 1998, o que motivou a alteração de nome da refinaria para LUBNOR.

A partir da obtenção da autossuficiência nacional na produção de derivados, em 1961, os planos de expansão do refino da PETROBRAS priorizaram o aumento da produção em bases regionais, que se consolidaram com a construção das refinarias Gabriel Passos (REGAP), em Minas Gerais, Alberto Pasqualini (REFAP), no Rio Grande do Sul, Refinaria do Planalto (REPLAN), no estado de São Paulo, Refinaria Presidente Getúlio Vargas (REPAR), no Paraná, e Refinaria Henrique Lage (REVAP), em São José dos Campos, no estado de São Paulo.

Refinaria Gabriel Passos (REGAP) e Refinaria Alberto Pasqualini (REFAP)

Entraram em operação, em 1968, as refinarias Gabriel Passos (REGAP), em Betim, MG, e Alberto Pasqualini (REFAP), em Canoas (RS), com capacidade de processamento de 45.000 barris/dia cada uma. Ambas implantaram iguais unidades de processamento, isto é, unidade de destilação atmosférica e unidade a vácuo, e unidade de craqueamento catalítico, com o objetivo principal de produzir gasolina com a utilização de petróleos importados leves, com API superior a 33 graus (Martins, 1977).

Refinaria Gabriel Passos

A REGAP destina a sua produção para Minas Gerais, Goiás e Brasília. No final dos anos 1970 processava 75.480 barris/dia nas unidades de destilação atmosférica e a vácuo e 16.350 barris/dia na unidade de craqueamento catalítico. Em 1982-1983 recebeu um segundo conjunto de unidades, que duplicou a capacidade de produção, passando a contar com duas unidades de destilações e duas de craqueamento catalítico, além de um conjunto de unidades de hidrotratamento (tratamento de nafta leve, tratamento de Diesel, tratamento de querosene). Na década de 1990 recebeu uma unidade de coqueamento retardado e, em 2004, abrigou a sua primeira unidade de hidrotratamento de correntes de instáveis, totalizando quatro unidades de hidrotratamento. Em 2011, processou 133.548 barris/dia de petróleo, produzindo gasolina, óleo Diesel, querosene de aviação, GLP, aguarrás, asfaltos, coque e enxofre. Para melhorar a octanagem da gasolina a REGAP está recebendo uma unidade HDS de Gasolina, uma unidade HDT de Coque e outra de Diesel, e unidades de hidrogenação, de recuperação de enxofre e de produção de propeno (Perissé, 2007; Abadie, 2010; Ritterhaussen, 2010).

Refinaria Alberto Pasqualini

A REFAP produz derivados para os estados do Rio Grande do Sul e Santa Catarina e exporta para países da América Latina. Em 2011, processou 150.026 barris/dia de petróleo. A capacidade de produção é de cerca de 50% de óleo Diesel e 25% de gasolina; o restante é composto de querosene de aviação, óleo combustível, gás liquefeito de petróleo, asfalto, nafta petroquímica e propeno. Para atender às necessidades de nafta do Polo Petroquímico de Triunfo, a refinaria recebeu, na década de 1980, nova unidade de destilação atmosférica de 113.200 barris/dia. O mais recente processo de modernização de suas instalações ocorreu em 2002-2006, ao receber unidades de hidrotratamento de instáveis de Diesel, de craqueamento catalítico fluido de resíduos (RFCC), de coqueamento retardado e unidades de geração de hidrogênio para hidrotratamento e de recuperação de enxofre, todas projetadas pela PETROBRAS. Uma unidade de destilação atmosférica (U-50) fornece resíduo atmosférico (RAT) para a unidade de RFCC. A modernização dos processos de refino visa adequar a refinaria para atender às novas especificações de gasolina e óleo Diesel. Para isso, os investimentos atuais incluem unidades HDS de gasolina, HDT de Diesel 2 e de produção de propeno (Perissé *et al.*, 2007; refap.com.br; Abadie, 2009; Ritterhaussen, 2010).

Refinaria do Planalto

Em 1972, entrou em operação no estado de São Paulo a Refinaria do Planalto (REPLAN), dotada da maior capacidade de refino da PETROBRAS. Sua localização foi influenciada pela facilidade de escoamento da produção, boas condições

de abastecimento de água e a existência de uma zona industrial na região. Na fase inicial a REPLAN possuía capacidade de processar 126.000 barris/dia de petróleo, em unidades de destilação atmosférica e a vácuo e de craqueamento catalítico, projetadas para utilização de petróleos leves, tal como o Árabe Leve e o Abu-Dhabi. Como não contava com Unidade de Hidrotratamento, o refino era voltado para a produção de óleo Diesel e gasolina com menores requisitos de qualidade. Na década de 1970, como resultado dos choques na oferta mundial de petróleo, a REPLAN teve aumentada sua capacidade de destilação de óleo Diesel, com a implantação, em 1974, da segunda unidade de destilação atmosférica. Em 1981, entrou em operação a segunda unidade de destilação a vácuo. Em 1992, foi instalada a segunda unidade de craqueamento catalítico, em razão da necessidade de ajustar sua capacidade de refino diante do aumento da produção do petróleo nacional e da redução do consumo de óleo combustível. Em 1999, entraram em operação uma unidade de coqueamento retardado e uma unidade de hidrotratamento de instáveis, cujos projetos foram desenvolvidos pela PETROBRAS. Com a duplicação desse conjunto, em 2004, a REPLAN foi equipada com dois conjuntos de processo completos: a) destilação atmosférica e a vácuo e, b) craqueamento catalítico e coqueamento retardado e uma unidade de hidrotratamento de instáveis.

Ao ter sua capacidade produtiva duplicada, a REPLAN manteve-se como a maior refinaria brasileira, responsável por 20,4% de todo o refino de petróleo no Brasil, em 2011, ou 379.309 barris/dia. O plano de expansão para o período 2007-2012 envolveu as seguintes unidades: Destilação Atmosférica I (ampliação); Destilação a Vácuo I (ampliação); Separação de Propeno; duas HDS de Nafta Craqueada; HDT de Nafta de Coque; HDT de Diesel e Reforma Catalítica (Perissé *et al.*, 2007; Szklo e Uller, 2008; Ritterhaussen, 2010).

Refinaria Presidente Getúlio Vargas

As duas mais recentes refinarias construídas pela PETROBRAS, Refinaria Presidente Getúlio Vargas (REPAR) e Refinaria Henrique Lage (REVAP) entraram em operação em 1977 e 1980, respectivamente, dotadas de processos de refino mais complexos do que os adotados até então. Os projetos básicos destas unidades foram elaborados pela empresa Japan Gasoline Corporation (JGC).

A REPAR está localizada em Araucária (PR). A produção é destinada ao abastecimento dos estados do Paraná, Santa Catarina, Mato Grosso do Sul e sul do estado de São Paulo, que recebem em torno de 85% da sua produção. A configuração atual compreende unidades de destilação atmosférica e a vácuo, craqueamento catalítico, desasfaltação a solvente e unidade de hidrodessulfurização (HDS) de óleo Diesel, projetada pela PETROBRAS. Em 2011, processou 194.448 barris/dia de petróleo. A refinaria realizou, no período 2008-2011, os seguintes investimentos na capacidade produtiva: ampliação da Destilação Atmosférica e a Vácuo, Unidade de Separação de

Propeno, HDS de Nafta Craqueada, HDT de Nafta de Coque, Reforma Catalítica, Coqueamento Retardado e HDT de Diesel. Sua produção tem alta proporção de óleo Diesel (Perissé *et al.*, 2007; Szklo e Uller, 2008, Ritterhaussen, 2010).

Refinaria Henrique Lage

A REVAP foi a última refinaria construída pela PETROBRAS, tendo iniciado suas operações em 1980, em São José dos Campos (SP), com capacidade inicial de 30.000 barris/dia de petróleo. Foi equipada com unidades de destilação atmosférica e a vácuo, craqueamento FCC e três unidades de Hidrotratamento para a produção de nafta, querosene e óleo Diesel com alta qualidade. A REVAP é responsável pela produção de nafta para a Petroquímica União. Possui, desde 1993, uma unidade de desasfaltação a solvente, utilizada para fracionar o óleo cru em componentes que constituem cargas para a unidade de craqueamento catalítico. A unidade de destilação atmosférica teve sua capacidade aumentada para 251.600 barris/dia, sendo essa a maior unidade de destilação no Brasil. A REVAP abastece, aproximadamente, 15% do mercado brasileiro. Em 2011, processou 241.965 barris/dia de petróleo. A refinaria foi modernizada, em 2006-2010, com as seguintes novas unidades: Separação de Propeno, HDS de Nafta Craqueada, HDT de Nafta de Coque, Reforma Catalítica, Coqueamento Retardado e HDT de Diesel (Perissé *et al.*, 2007; Ritterhaussen, 2010; Szklo e Uller, 2008).

3.2.2. Refinarias adquiridas pela PETROBRAS

Das seis refinarias particulares existentes na primeira metade da década de 1970, a PETROBRAS adquiriu quatro refinarias: Matarazzo, Uruguaiana, União (atualmente, Refinaria de Capuava – RECAP) e a Refinaria de Manaus (REMAN). As duas primeiras tiveram suas atividades encerradas logo após a aquisição, devido à obsolescência dos seus processos de destilação. As outras duas foram modernizadas.

A RECAP foi adquirida pela PETROBRAS, em 1974. Produz solventes e combustíveis destinados ao polo Petroquímico de São Paulo. Com a entrada em operação da unidade de Craqueamento Catalítico Fluido de Resíduos (RFCC) aumentou a produção de derivados de maior valor agregado, sendo os principais o óleo Diesel e a gasolina. Em 2011, processou 42.937 barris/dia de petróleo. A unidade de Craqueamento Catalítico foi reprojeta em 1995, passando a operar como Craqueamento Catalítico Fluido de Resíduos (RFCC). Processo recente de modernização de suas instalações inclui unidades de Hidrotratamento (HDT) de Diesel de Instáveis, HDS de Nafta de Craqueamento, Geração de Hidrogênio e Recuperação de Enxofre (Szklo e Uller, 2008; Perissé *et al.*, 2007; Abadie, 2010). A Refinaria de Capuava foi a primeira a refinar petróleo extraído na camada do Pré-sal da Bacia de Santos, em 30 de junho de 2009, caracterizado por baixa acidez e baixo teor de enxofre, com 28,5° API.

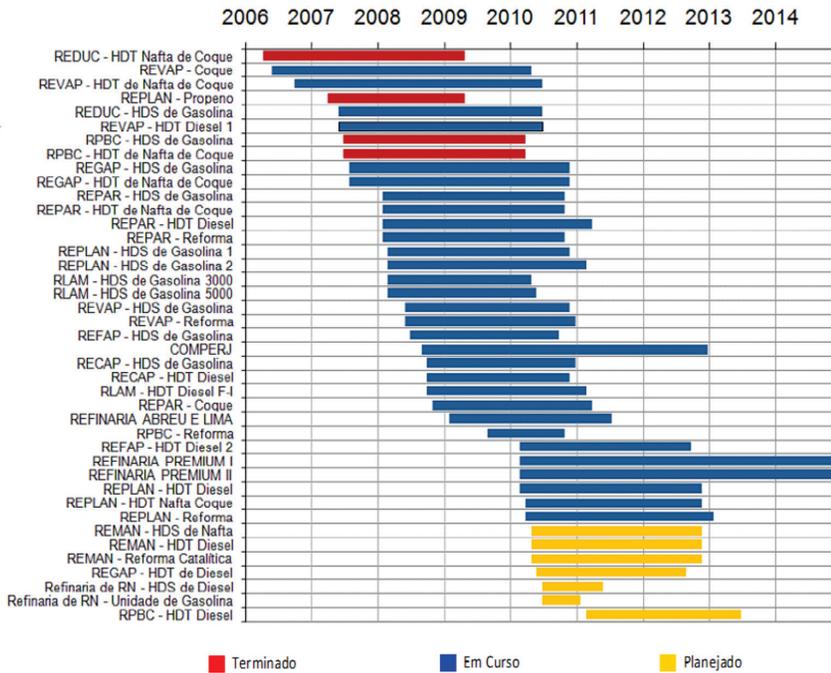
A segunda unidade de refino adquirida pela PETROBRAS, a Refinaria Isaac Sabbá (REMAN), de Manaus, foi incorporada à Companhia em 1971. O projeto da refinaria foi elaborado pela South Western Engineering Company (SWECO), dos Estados Unidos. Foi a primeira refinaria brasileira e da América do Sul a possuir unidade de Craqueamento Catalítico Fluido (FCC), além de unidades de destilação atmosférica e destilação a vácuo. A capacidade inicial de destilação, no ano em que iniciou as operações, 1956, era de 5.000 barris/dia de petróleo, com a utilização de petróleo proveniente do Peru, transportado em barcaças, passando depois a usar petróleo brasileiro leve extraído na região de Urucu. A capacidade de processamento foi elevada, por meio da implantação de unidade de destilação atmosférica, que viabilizou a produção eficiente de Diesel, gasolina, GLP, nafta petroquímica, querosene de aviação, óleos combustíveis, óleo leve para turbina elétrica e asfalto. Em 2011, processou 42.795 barris/dia de petróleo. A REMAN está sendo modernizada com a implantação de unidades de Reforma Catalítica, HDS de Nafta e HDT de Diesel para permitir a produção de gasolina e óleo Diesel com teores máximos de enxofre, da ordem de 50 ppm, e unidades de geração de hidrogênio e de recuperação de enxofre (Perissé *et al.*, 2007; Abadie, 2010; Szklo e Uller, 2008; Ritterhausen, 2010).

3.2.3. Expansão e reformas nas refinarias

A PETROBRAS está finalizando um extenso programa de expansão e conversão das suas refinarias, e desenvolvendo a construção de novas refinarias e a melhoria de qualidade dos combustíveis produzidos, principalmente com o objetivo de reduzir os níveis de enxofre e de gás carbônico (CO₂) (Tabela 1). Parcela dos investimentos está sendo aplicada em hidrorrefino (HDS e HDT), para melhorar a qualidade ambiental dos derivados. Para aumentar a utilização do petróleo nacional nas refinarias foram implantadas cinco unidades de Coqueamento Retardado, que viabilizarão a produção de derivados mais leves nas refinarias Alberto Pasqualini (REFAP), Duque de Caxias (REDUC), Refinaria Henrique Lage (REVAP), Presidente Getúlio Vargas (REPAR) e Gabriel Passos (REGAP).

A Tabela 1 apresenta o registro dos investimentos físicos realizados, os investimentos em curso e os planejados nas refinarias da PETROBRAS, no período 2006-2014, conforme dados de maio de 2010. Incluem-se os investimentos na primeira refinaria do Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (COMPERJ), na Refinaria Abreu e Lima, em Pernambuco, na Refinaria Clara Camarão, no Rio Grande do Norte, e os projetos em avaliação das refinarias Premium I (Maranhão) e Premium II (Ceará). No período 2012-2016 estarão sendo investidos US\$ 24,9 bilhões na ampliação do parque de refinarias. Os investimentos elevarão a capacidade de refino da PETROBRAS, de 2,1 milhões de barris/dia de petróleo, em 2011, para 3,2 milhões, em 2020 (Petrobras Magazine, 2010).

Tabela 1
Reformas e Modernização das Refinarias da PETROBRAS - 2006 a 2014



Fonte: Ritterhausen (2010).

3.3. As refinarias do setor privado

São quatro as refinarias de petróleo de capital privado: Refinaria de Petróleo de Mangunhos, Refinaria de Petróleo Riograndense (antiga Refinaria de Petróleo Ipiranga), Univen Refinaria de Petróleo e Dax Oil. A Refinaria de Mangunhos não dispõe de unidade de destilação a vácuo, o que implica a necessidade de utilização de petróleos leves como carga para processamento. A Refinaria de Petróleo Riograndense apresenta um esquema de refino semelhante aos originais das demais refinarias da PETROBRAS, com destilação atmosférica e a vácuo e craqueamento catalítico (Perissé *et al.*, 2007).

A Refinaria de Petróleo de Mangunhos, localizada no Rio de Janeiro, começou a operar em 1954. Possui unidades de destilação atmosférica, de craqueamento térmico e de viscorredução, para atender, principalmente, às companhias distribuidoras de derivados do estado do Rio de Janeiro e do estado de São Paulo. Em 2011, processou 10.062 barris/dia de petróleo. Dada a baixa complexidade técnica da refinaria, sua maior capacidade de produção concentra-

se em gasolina tipo A, óleo combustível para fornos e caldeiras e solventes especiais (Szklo e Uller, 2008). Sua unidade de reforma catalítica entrou em operação em 1992, como resultado da proibição, em 1989, da utilização do chumbo tetraetila como *booster* de octanagem. O capital da refinaria foi parcialmente adquirido, em 1998, pela empresa Repsol-YPF, que passou a dividir seu controle; em 2008, a refinaria foi adquirida pelo grupo empresarial Andrade Magno.

A Refinaria de Petróleo Riograndense, localizada no Rio Grande do Sul, é a mais antiga do Brasil, instalada em 1937, com o nome de Refinaria de Petróleo Ipiranga. Possui a segunda maior rede de postos de venda de combustíveis no varejo, com mais de 4.200 unidades. O capital da Refinaria é de propriedade conjunta da PETROBRAS e dos grupos Brasken e Ultrapar, adquirido em 2007. A Ultrapar passou a deter os negócios de distribuição de combustíveis e lubrificantes do Grupo Ipiranga, localizados nas regiões Sul e Sudeste; a PETROBRAS detém os negócios de distribuição de combustíveis e lubrificantes localizados nas regiões Norte, Nordeste e Centro-Oeste; a Braskem e a PETROBRAS detém os ativos petroquímicos, representados pelas empresas Ipiranga Química S.A., Ipiranga Petroquímica S.A. (IPQ) e pela participação desta na empresa Copesul - Companhia Petroquímica do Sul, na proporção de 60% para a Braskem e de 40% para a PETROBRAS.²² A Refinaria de Petróleo Riograndense é dotada de unidades de destilação atmosférica e a vácuo, de craqueamento catalítico fluido (FCC) para a produção de gasolina (que representa a maior parte da sua produção total) e de unidades de tratamento Merox, para a retirada de enxofre das frações leves da gasolina proveniente da destilação atmosférica e da gasolina produzida na unidade de FCC. Em 2011, refinou 15.121 barris/dia de petróleo, produzindo gasolina, óleo Diesel, asfalto, bunker, GLP e solventes, entre outros derivados.

A Refinaria Univen está sediada em Itupeva, estado de São Paulo, onde começou a operar como refinaria de petróleo, em 2002. Produz gasolina tipo A, Diesel, óleo combustível e solventes especiais por meio de torres de destilação atmosférica e a vácuo e unidade de tratamento de naftas; em 2011 processou 5.220 mil barris/dia de petróleo.

Em 2010 começou a operar a empresa Dax Oil Refino, no Polo Petroquímico de Camaçari, estado da Bahia, com capacidade de processamento de 2.500 barris/dia de petróleo para a produção de solventes para a indústria química. Em 2011 processou 1.070 barris/dia de petróleo.

22. PETROBRAS, Comunicados e Fatos Relevantes, 19.03.2007 e 16.05.2007.

4. DESENVOLVIMENTOS TECNOLÓGICOS NO REFINO DE PETRÓLEO

A motivação (e a necessidade) para a geração de tecnologias de refino pela PETROBRAS, a partir da década de 1980, decorreu do fato de serem os petróleos produzidos no Brasil mais densos, em média, que os petróleos de origem árabe para os quais as refinarias foram projetadas. Com baixo grau API, os petróleos brasileiros geram, no processo inicial de destilação, maiores proporções de frações pesadas de derivados e menores proporções de derivados leves e médios. Essa condição requereu o desenvolvimento de tecnologias mais eficientes para a obtenção dos combustíveis mais demandados pelo mercado, conforme foi analisado nas seções anteriores.

Outras motivações para o aumento dos investimentos em inovações de produtos e processos na área de refinação estão relacionadas aos seguintes fatores: a) necessidade de redução dos impactos ambientais na produção de combustíveis e em seu uso, por meio da diminuição dos níveis de enxofre e de gás carbônico; b) estudo de rotas não convencionais para a produção de derivados, como o uso da biomassa como matéria-prima; c) atendimento da legislação ambiental para a obtenção de combustíveis mais limpos e seguros; d) atendimento de mercados nacionais e internacionais cada vez mais exigentes, que procuram combustíveis com maior qualidade e rendimento; e) atendimento da crescente demanda de biocombustíveis por parte de diversos países, que passaram a prever o uso do BioDiesel e do etanol em suas matrizes energéticas como forma de substituir parte do petróleo como combustível.

O desenvolvimento de tecnologias apropriadas à conversão de frações pesadas de petróleo cru em derivados leves, junto com os atuais investimentos na modernização das refinarias, como foi visto na seção anterior, permitirá que o volume do petróleo nacional utilizado como carga nas refinarias alcance proporção maior. Para isso, foram aperfeiçoadas tecnologias para transformar, nas plantas de craqueamento catalítico fluido (FCC), frações pesadas geradas na destilação em gasolina e Diesel; o processo FCC está presente em todas as refinarias da PETROBRAS, gerando maior rendimento em derivados leves e médios. Foram, ainda, realizados aprimoramentos na tecnologia de coqueamento retardado, com unidades aperfeiçoadas implantadas nas refinarias REFAP, REDUC, REVAP, REPAR e REGAP, que possibilitam maior produção de Diesel como proporção da gasolina (a demanda de gasolina apresentava crescimento menor até o fim da década passada, em razão da sua substituição pelo álcool combustível, situação que se reverteu nos últimos anos). A tecnologia desenvolvida no coqueamento retardado trará resultados importantes na refinaria em construção de Abreu e Lima, em Pernambuco, que não precisará de investimento em unidade de FCC, pois será equipada com unidade inovadora de coqueamento retardado de RAT, que produzirá cerca de 28% a mais de óleo Diesel.²³

23. Franciso Palombo, Revista Época, ed. 4.8.2008.

Antes da avaliação das diversas tendências tecnológica na refinação de petróleo, das novas rotas que se abrem na produção de combustíveis e do perfil da refinaria do futuro, a próxima seção apresenta uma descrição do processo de pesquisa, desenvolvimento e engenharia de refinação de petróleo no CENPES.

4.1. Etapas da pesquisa no refino de petróleo

A produção de derivados de petróleo pode ser sintetizada como um trabalho permanente de promoção de ajustes no sistema de refino para sua adequação às matérias-primas disponíveis, isto é, principalmente aos tipos de petróleo extraídos no Brasil. Dado que grande parte dos petróleos brasileiros é constituída de óleos pesados e ácidos, as atividades de P&D do CENPES buscam a realização de inovações ou de adaptações nos processos produtivos das refinarias com o objetivo de adequar o aproveitamento dos tipos disponíveis de petróleo às características de qualidade exigidas pelo mercado consumidor de derivados. Além de ajustes em áreas específicas das refinarias, o processo produtivo de derivados envolve o aumento da capacidade de produção, por meio da implantação de novas plantas de refinação, que são projetadas com as tecnologias e as configurações de refino requeridas. Com o aumento da produção de petróleo no Pré-sal, caracterizado por consistência mais leve, novos desafios surgirão para as adequações de processos nas refinarias.

A obtenção de inovações requeridas – como, por exemplo, equipamentos que viabilizem a redução de teores de enxofre de um determinado combustível ou a implantação de uma refinaria completa – pode ser efetivada por duas vias alternativas: por meio dos desenvolvimentos tecnológicos *in-house*, ou pela aquisição de tecnologia para a execução do projeto, de acordo com a prioridade ou urgência na busca da solução. Nas atividades de pesquisas aplicadas *in-house* no CENPES, o ciclo completo dos desenvolvimentos tecnológicos pode ocorrer em até cinco etapas consecutivas: a) pesquisa aplicada; b) avaliação piloto; c) construção do protótipo; d) construção do projeto básico; e) construção do projeto industrial final (Palombo, 2010).

De acordo com as cinco etapas citadas, são os seguintes os passos realizados nos desenvolvimentos tecnológicos *in-house* no CENPES:

- a. pesquisa aplicada – tem por objetivo realizar, em escala de bancada, isto é, em laboratório, o teste do conceito, ou seja, os fundamentos da inovação que se quer desenvolver.
- b. teste piloto – após a aprovação do conceito, o passo seguinte consiste na análise da eficiência tecnológica da inovação, por meio de teste piloto, que permite avaliar o perfil do rendimento obtido. Se a reação que está sendo pesquisada no processo resulta em conversão elevada, estão dadas

as bases para a continuação da avaliação da potencialidade do investimento na inovação, por meio das etapas seguintes.

- c. testes com protótipo – o próximo passo do desenvolvimento consiste em testar se o que foi constatado no projeto piloto se repete em escala maior, por meio do protótipo, cuja configuração é realizada pelo grupo de Engenharia Básica do CENPES. Os testes de protótipo são destinados a validar os resultados do projeto de pesquisa, como parte do processo de decisão para aplicação industrial da inovação. Depois de configurados, os protótipos são construídos e testados na Unidade de Negócios da Industrialização do Xisto (SIX) da PETROBRAS, no Paraná, em articulação com o CENPES. O SIX apoia o CENPES em atividades de pesquisas na área de refino e outras, e projeta e opera plantas piloto de grande porte, visando reduzir os riscos dos projetos de inovação e de novos equipamentos para o refino.
- d. projeto básico e projeto industrial – depois de aprovar o protótipo, o grupo de Engenharia Básica realiza os detalhamentos do projeto básico, incorporando as inovações nos equipamentos.
- e. A etapa final consiste em configurar o projeto industrial completo, para a contratação da construção, instalação e a pré-operação de nova refinaria ou equipamento com empresas especializadas.

As etapas acima têm por objeto garantir a viabilidade econômica do projeto, permitindo às áreas de negócios da PETROBRAS tomar decisões de investimentos que incorporem as inovações tecnológicas.

Para o desenvolvimento de pesquisas, a área de P&D de refino do CENPES contava, em 2010, com quase uma centena de especialistas para atividades de pesquisas nas áreas de: desenvolvimento de processos térmicos e catalíticos, combustíveis, lubrificantes e avaliação de desempenho em motores. Na etapa inicial, os pesquisadores desenvolvem experimentos em pesquisas aplicadas em laboratórios (unidades de bancada) e em plantas piloto. Nas etapas seguintes do desenvolvimento de um determinado projeto participam os engenheiros do Grupo de Engenharia Básica. A localização da Engenharia Básica no próprio CENPES modifica o objeto da instituição de pesquisas, que se transforma, em termos práticos, de centro de P&D em Centro de Pesquisa, Desenvolvimento e Engenharia (P,D&E). Os pesquisadores envolvidos em pesquisas aplicadas trabalham em colaboração com os engenheiros de projeto desde o início de uma inovação; o método facilita a incorporação das inovações nas configurações dos novos equipamentos, que se realiza também por sua inserção nos processos produtivos e nos produtos finais (PETROBRAS, 2006).

Outros braços da pesquisa da PETROBRAS são constituídos por Redes Temáticas e pelos Núcleos Regionais de Competência, instalados em universidades e centros de pesquisas. Os Núcleos recebem recursos da PETROBRAS para a implantação de infraestrutura de laboratórios, contribuindo para ampliar a capacidade de pesquisa da Companhia.

4.2. Tendências tecnológicas no processo de refino

Uma das alternativas adotadas para a obtenção de derivados de melhor qualidade é a expansão das unidades de Hidrotratamento nas refinarias (Seção 2.2.3), para reduzir os teores de enxofre no Diesel e na gasolina. Outras opções incluem pesquisas para o desenvolvimento de catalisadores mais eficientes e específicos, capazes de alterar apenas as características não desejadas nos produtos, permitindo gerar novas formulações de combustíveis e lubrificantes a partir dos tipos de petróleos disponíveis, bem como pesquisas para a avaliação das influências desses combustíveis na emissão de poluentes e na durabilidade e desempenho de motores. A redução dos níveis de enxofre nos combustíveis é um dos principais objetivos dos atuais investimentos em modernização e no aumento da capacidade de produção das refinarias, especialmente em unidades de Hidrotratamento (hidrorrefino) HDS e HDT.

A refinaria no futuro processará diversos tipos de matérias-primas para a produção de combustíveis mais limpos, com o aproveitamento cada vez maior dos resíduos da biomassa para a produção de energia. A obtenção dos biocombustíveis exige a integração dos processos convencionais das refinarias com os processos que utilizam biomassas como matérias-primas. As pesquisas do CENPES com o emprego de produtos da biomassa buscam tornar economicamente viável o seu aproveitamento na produção de derivados, resultando em novos combustíveis de fontes renováveis, tais como o BioDiesel, o Diesel H-Bio, o Bioóleo e o etanol.

A propósito dos esforços para se elevar a qualidade e os níveis de produção de óleo Diesel, deve ser observado que o fato está associado à atipicidade da sua demanda no País. Com efeito, sendo o Brasil detentor de cerca de 10.000 quilômetros de costa, de grande malha de rodovias e de extensas bacias hidrográficas e sistemas tributários de rios (e caracterizado por uma malha ferroviária declinante) é obrigado a recorrer ao uso desproporcional do transporte de cargas por caminhões. Essa condição provoca uma crescente demanda por óleo Diesel, que leva ao desenvolvimento de tecnologias para a maximização da geração do combustível nas refinarias (Caetano Filho, 2012).

BioDiesel

O CENPES desenvolveu a produção do BioDiesel a partir de oleaginosas e vegetais das regiões do Semiárido nordestino e do Cerrado, que são testados em duas usinas experimentais do Núcleo Experimental de Energias Renováveis, no Rio Grande do Norte. Nos experimentos foram testadas as matérias-primas soja, sebo bovino, mamona, óleos de dendê e de girassol e outras culturas regionais, em diversas condições de operação. O BioDiesel é produzido pela PETROBRAS em suas Usinas de Candeias (BA), Quixadá (CE) e Montes Claros (MG), com a utilização de óleo de soja ou óleo de algodão, e em duas usinas em parceria com empresas privadas nos municípios de Marialva (PR) e Passo Fundo (RS). As cinco unidades têm capacidade para produzir cerca de 700 milhões de litros de BioDiesel/ano. Uma usina em Guimarães (RN) está sendo adaptada para a comercialização do BioDiesel.

O BioDiesel é utilizado em mistura com o Diesel obtido no refino de petróleo na proporção de 2% até 2012, designado pela nomenclatura BX; para 2013, a legislação determinou a proporção de 5%, indicado pela sigla B5. Uma das vantagens BioDiesel consiste na redução do teor de enxofre do óleo Diesel final, uma vez que o BioDiesel não contém enxofre. A alternativa de se usar o BioDiesel em mistura ao Diesel convencional depende do custo de aquisição e de processamento das matérias-primas vegetais e animais, bem como da escala de produção, para a redução de custos, considerando-se que o custo de produção, com a utilização da soja como matéria-prima, ainda se encontrava, em 2010, em torno de 15% acima do Diesel derivado do petróleo.

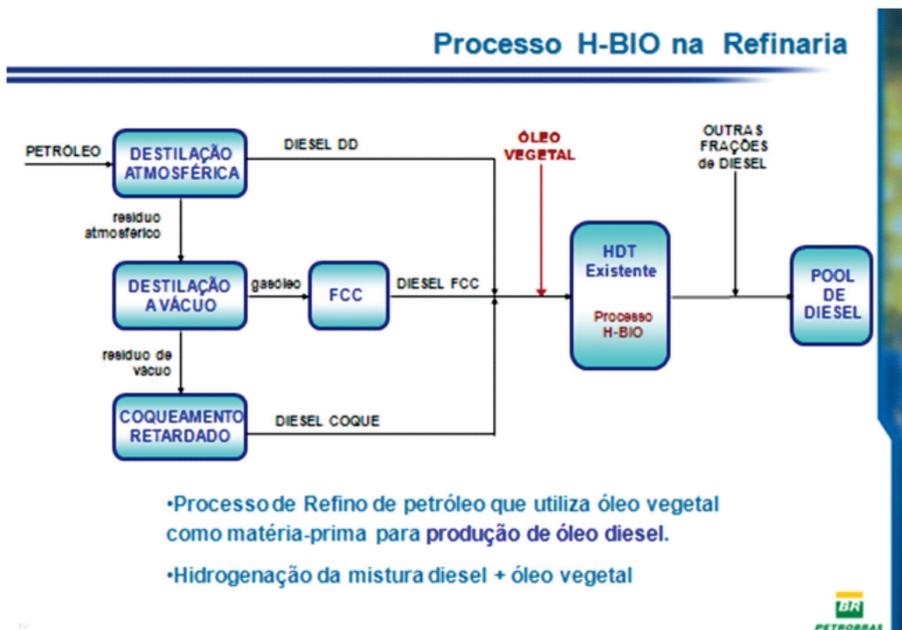
Em 2010, a PETROBRAS realizou parceria com a empresa Galp Energia de Portugal para a constituição da empresa Belém Bioenergy BV, com sede na Holanda, para a condução do projeto de produção de óleo de palma no Pará e a construção de uma usina para produção de 250.000 toneladas/ano de *green-Diesel* (BioDiesel de segunda geração) em Portugal (PETROBRAS, Relatório de Atividades, 2010). Em 2011, foi decidida a construção de uma nova planta para a produção de BioDiesel, a partir de óleo de palma (dendê), no estado do Pará, com início de operação em julho de 2013, com capacidade de produção de 120 milhões de litros de BioDiesel por ano, para abastecer a região Norte do País.

Diesel H-Bio

Entre as novas rotas tecnológicas alternativas para processar biomassa no esquema do refino convencional encontra-se o Processo H-Bio, desenvolvido e patenteado pelo CENPES para a produção de óleo Diesel por meio da mistura ao Diesel de até 10% de óleo vegetal refinado. A mistura é realizada na própria refinaria. O Diesel obtido difere, portanto, do BioDiesel, cuja mistura com o Diesel de petróleo se realiza nas empresas distribuidoras. Sabendo-se que o processo de Hi-

drotratamento (HDT) do Diesel convencional nas refinarias introduz hidrogênio no processo de refino, com o que se reduz o teor de enxofre no combustível, o processo H-Bio consiste na hidrogenação de Diesel misturado com óleo vegetal na unidade HDT da refinaria. A adição de óleos vegetais ao Diesel pelo processo H-Bio e a hidrogenação diminuem mais ainda os teores de enxofre e aumenta o número de cetano, que melhora o rendimento do motor.²⁴ Em bases econômicas, a utilização do Diesel H-Bio depende das condições do preço dos óleos vegetais utilizados como matéria-prima, comparativamente ao custo do Diesel comum.

Figura 2
Processo de produção de Diesel H-BIO em refinaria de petróleo



Fonte: Palombo (2008).

Bioóleo

Além do BioDiesel e do etanol, outra rota tecnológica em desenvolvimento nas pesquisas da PETROBRAS consiste na produção de Bioóleo por processo termoquímico, em cooperação com a empresa Kior, dos Estados Unidos. A diferença

24. Quanto maior for o índice de cetano de um combustível, melhor será a combustão desse combustível num motor Diesel. O índice de cetano médio do BioDiesel é 60, enquanto para o óleo Diesel mineral a cetanagem varia de 48 a 52, bastante menor, sendo essa a razão pelo qual o BioDiesel queima muito melhor em um motor Diesel do que o próprio óleo Diesel mineral (universoambiental.com.br).

em relação ao Diesel H-Bio deve-se a que, enquanto esse utiliza matérias-primas agrícolas de primeira geração (óleos de diversas origens), para a obtenção de Bio-óleo são utilizados resíduos de produtos agrícolas, como palhas, serragem de madeira e bagaço de cana-de-açúcar, alternativas que reduzem a competição com o consumo de alimentos. Ainda se encontrava em fase de estudos, em 2011, a melhor forma de aproveitamento do produto nas refinarias, para ser convertido em combustíveis, pois sua produção comercial depende da rentabilidade frente às formas alternativas de produzir combustíveis. A vantagem ambiental já foi comprovada, pois o Bioóleo neutraliza a emissão de CO₂ no processo de queima, em razão da absorção de dióxido de carbono pelas plantas que originam os resíduos utilizados como matérias-primas.²⁵

Em 2010, a PETROBRAS Biocombustível adquiriu 50% do capital social da empresa Bioóleo Industrial e Comercial S.A., de Feira de Santana (BA). A empresa tem capacidade para processar até 130.000 t/ano de oleaginosas e de armazenar 30.000 ton. de grãos, além de tancagem para 10 milhões de litros de óleo.

Bioetanol

Outra rota tecnológica consiste na produção de Bioetanol a partir de restos vegetais que contêm lignocelulose (bagaço e palhas de cana-de-açúcar e outros resíduos vegetais). O Bioetanol representa a 2ª geração de etanol, ou Etanol Celulósico – E2G. Alguns dos elementos da lignocelulose contêm açúcares, que no processo de fermentação produzem etanol; para quebrar a biomassa em açúcares são utilizadas enzimas, que se encontram em desenvolvimento por empresas privadas em parceria com a PETROBRAS.²⁶ A purificação final do etanol ocorre na etapa da destilação. As pesquisas nessa linha envolvem a produção futura do Bio QAV (querosene de aviação), em usina própria a ser construída. O rendimento obtido nas pesquisas, até 2012, foi de 300 litros de etanol por tonelada de bagaço seco, produzidos em uma planta de demonstração localizada nos Estados Unidos. O aumento da escala comercial permitirá alcançar a produção entre 80 milhões a 150 milhões de litros por ano, em 2015. As usinas produtoras do E2G serão construídas junto às usinas de primeira geração do combustível para garantir a eficiência energética na produção, produzindo-se mais etanol com a mesma área plantada de cana-de-açúcar, que já produz etanol de primeira geração (Baptista *et al.*, 2008; CTBE, 2012).

Até 2015 serão investidos US\$ 300 milhões em pesquisas para o desenvolvimento do etanol de segunda geração.

25. Cf entrevista do Coordenador do Proter, Francesco Palombo, à Revista Época, 4.8.2008.

26. São os casos das empresas KL Energy Corporation (KLE), Estados Unidos, e Novozymes, Noruega.

Micro-ondas e ultrassom

Outra linha de pesquisas fundamenta-se nas tecnologias de micro-ondas e do ultrassom. No caso do micro-ondas, busca-se avaliar como o uso desse processo pode facilitar a separação da água misturada aos petróleos pesados, dadas as dificuldades da separação uma vez que a densidade do óleo pesado é próxima da densidade da água. O objetivo é “verificar se a tecnologia é eficaz na separação, com o uso de menos energia e menor tempo nas operações” (Palombo, Revista Época, 2008).

Para transformar frações de petróleo pesado em derivados leves, os processos de refino utilizam hidrogênio, catalisadores, altas temperaturas e pressões. Como as ondas acústicas de 20 kHz causam o rompimento de ligações químicas, o CENPES estuda se essa propriedade do ultrassom têm efeitos na transformação de frações de óleo pesado em leves.

FCC Petroquímico

Na atual tendência de integração da refinação do petróleo com a petroquímica, foi aprimorada pelo CENPES a tecnologia do FCC Petroquímico, com o fim de proporcionar maior agregação de valor ao petróleo cru; uma unidade de FCC Petroquímico entrará em operação no Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (COMPERJ), em 2015. O FCC Petroquímico permitirá passar do fracionamento convencional de petróleo, que gera em torno de 55% de gasolina, 0,8% de eteno, e 5% de propeno para 23,3%, 13,2% e 21,3%, respectivamente, aumentando a geração de eteno e propeno, matérias-primas utilizadas na produção de polietileno e polipropileno (Palombo, 2008). O perfil da produção do FCC petroquímico é ajustado pela modificação da estrutura dos sistemas de reação e de regeneração do catalisador, com o uso de temperaturas mais altas no reator e maior circulação do catalisador, para permitir o craqueamento das frações mais pesadas e a maximização do rendimento de oleofinas leves.

Combustível de microalgas

As pesquisas com biorrefino envolvem a inserção de biomassas no refino convencional, devido às vantagens ambientais e ao aumento da qualidade do combustível. Nesse campo estão sendo desenvolvidas pesquisas em universidades brasileiras para a obtenção de combustível de microalgas, que apresenta mais alta produtividade em relação às plantas utilizadas na geração de BioDiesel, exemplificado pelo dende. Estão ainda sendo estudados processos biotecnológicos, com a utilização de micro-organismos, como bactérias, para se obter a remoção seletiva de contaminantes e assim reduzir a agressividade (corrosividade) e/ou a viscosidade dos petróleos pesados.

Redução dos impactos ambientais da refinação

Outro objetivo da refinação atual reside na redução dos impactos ambientais provocados pelo processamento industrial. Em grandes linhas, procura-se a redução da geração de resíduos pesados e de emissões de CO₂, a reutilização e o tratamento interno das correntes produzidas no processo industrial e dos efluentes e resíduos da refinaria (gestão da disposição e reciclagem), a busca de descarte zero, a redução do uso de fontes de combustão e a redução das emissões, que podem ser proporcionadas pelo máximo aproveitamento de energia entre os processos (PETROBRAS, 2006).

A PETROBRAS criou soluções para a redução de gases de efeito estufa por meio do Programa Tecnológico de Mudanças Climáticas (PROCLIMA); estão sendo fortalecidas as pesquisas nessa área, como: avaliação de desempenho ambiental no ciclo de vida de combustíveis fósseis e renováveis; eficiência energética; mudanças climáticas, impactos, vulnerabilidade e sequestro de carbono. O desenvolvimento das tecnologias de sequestro de carbono é realizado tanto de forma direta, por meio da separação e captura do gás, quanto por meio de reflorestamento para a fixação de carbono na biomassa. As tecnologias diretas objetivam a redução dos atuais custos dos sistemas de captura e o desenvolvimento de tecnologias confiáveis de armazenamento geológico de CO₂.

Para a captura e armazenamento de carbono foi criada a Rede Temática de Sequestro de Carbono e Mudanças Climáticas, formada por dezoito universidades e instituições de pesquisa nacionais, que recebe recursos financeiros da PETROBRAS para estudar os fenômenos das mudanças climáticas, identificar seus impactos no Brasil, e desenvolver alternativas tecnológicas de sequestro de carbono para contribuir para a redução de emissões de CO₂ e capacitar profissionais para atuar nessa atividade. Como resultado da Rede foi construído o Centro de Excelência em Pesquisas sobre o Armazenamento do Carbono para a Indústria do Petróleo (CEPAC), no *campus* da Universidade Católica do Rio Grande do Sul, e implantado o laboratório de Desenvolvimento da Tecnologia de Combustão para a captura de CO₂, localizado no Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), em São Paulo (PETROBRAS, 2006).

4.3. A atual expansão do parque de refinarias

A expansão da capacidade instalada de refino da PETROBRAS vem sendo executada por meio de três novas refinarias: Refinaria Potiguar Clara Camarão, Refinaria do Nordeste Abreu e Lima e Refinaria do Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro. Encontram-se na fase de planejamento as refinarias Premium I do Maranhão e Refinaria Premium II do Ceará. A seguir, uma síntese das principais características dos cinco empreendimentos.

Refinaria Potiguar Clara Camarão - RPCC

Localizada no município de Guamaré, no estado do Rio Grande do Norte. Em 2010 entrou em operação a unidade de produção de gasolina da refinaria, com capacidade para produzir 5.200 barris/dia do derivado, 1.600 barris/dia de nafta petroquímica, querosene de aviação, Diesel e GLP. A refinaria processou, em 2011, 34.280 barris/dia de petróleo, abastecida com petróleo extraído no estado do Rio Grande do Norte.

Refinaria do Nordeste Abreu e Lima

O empreendimento encontra-se em construção no Porto de Suape, na Região Metropolitana de Recife. Entrará em operação em 2014, com capacidade de processamento de 230.000 barris/dia de petróleo. Para atender à expansão do consumo de óleo Diesel a refinaria não terá unidade de FCC - que é mais voltada para a produção de gasolina - mas terá unidade inovadora de coqueamento retardado de RAT que produzirá Diesel na proporção de 70% do total da produção da refinaria, ou 162.000 barris/dia; o Diesel terá 50 ppm de enxofre, com previsão de alcançar o padrão adotado na Europa, de 10 ppm. O planejamento inicial previa que a refinaria processaria petróleos brasileiros e venezuelanos pesados, na proporção de 50% de cada origem, constituindo-se na primeira refinaria brasileira a processar exclusivamente óleo pesado, com 16°API.

Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (COMPERJ)

O Complexo consistirá de um projeto integrado de refinação e produção de produtos petroquímicos, localizada em Itaboraí (RJ). A primeira refinaria a ser instalada processará 165.000 barris/dia de petróleo pesado do Campo de Marlim para a produção de combustíveis e insumos básicos para a indústria petroquímica, como eteno, propeno, butadieno, benzeno, para-xileno e nafta aromática, e produtos de segunda geração, como polietilenos e polipropilenos (PETROBRAS, 2006). Entre os equipamentos a serem incorporados ao complexo inclui-se uma unidade de tratamento HDT Nafta de Coque, para melhorar a qualidade da gasolina. Na segunda fase (2018), processará o total de 330.000 barris/dia. O Complexo Petroquímico terá também uma unidade de hidroconversão, que reunirá o hidrotreamento e o coqueamento retardado e processará gasóleos para produzir Diesel com baixo teor de enxofre zero. A produção inicial da refinaria foi prevista para abril de 2015. Está prevista a construção da segunda refinaria, que começará a produzir em 2018, com capacidade de processamento de 300.000 barris/dia de petróleo.

Refinarias Premium I e II – Maranhão e Ceará

As perspectivas de aumento da produção de petróleo do Pré-sal levaram a PETROBRAS à decisão de investir em duas refinarias voltadas à exportação de derivados Premium, com alta qualidade e baixos teores de contaminantes, tais como o enxofre. A Refinaria Premium I, no município de Bacabeira, distante 60 quilômetros do terminal na capital do estado do Maranhão, foi projetada com capacidade produtiva de 300.000 barris/dia, na primeira fase, e 600.000 na segunda fase, em capacidade total. O projeto estabeleceu esquema de produção de derivados com alta proporção de óleo Diesel, com especificação de 10 ppm de enxofre, a ser exportado para a Europa, e nafta petroquímica, querosene de aviação e outros derivados. A segunda refinaria, Premium II, no estado do Ceará, foi projetada com capacidade de processamento de 300.000 barris/dia de petróleo.

A construção destas refinarias atende à necessidade de se fortalecer o suprimento da região Nordeste, cuja refinaria mais próxima se encontra no estado da Bahia.

5. CONCLUSÕES

Como se analisou neste trabalho, as refinarias implantadas no Brasil, entre as décadas de 1950 e 1970, foram equipadas com tecnologias de processo apropriadas à utilização de petróleos importados, uma vez que a baixa produção nacional de petróleo não atendia aos volumes de cargas requeridos pelas refinarias. Este quadro iria se alterar, a partir da segunda metade da década de 1970, como resultado de dois acontecimentos que provocaram intensas alterações na política brasileira de produção de derivados: as duas crises mundiais do petróleo (1973 e 1979) - com os decorrentes fortes aumentos nos preços do petróleo e dos derivados -, e as descobertas na Bacia de Campos - que propiciaram o aumento da oferta de petróleo nacional para as refinarias. Os dois episódios iriam se constituir na matriz dos desenvolvimentos tecnológicos que, a partir de então, seriam efetivados no parque produtivo de derivados com o objetivo de viabilizar o aproveitamento dos petróleos nacionais - predominantemente intermediários e pesados - para a obtenção de derivados leves e médios demandados pelo mercado brasileiro. Recentemente, a continuação dos processos de inovações na área de derivados vem ocorrendo como resultado das descobertas de petróleo no Pré-sal brasileiro, cujos reservatórios são formados, predominantemente, por óleos leves; neste sentido, algumas refinarias com localizações estratégicas começam a receber modificações tecnológicas com o objetivo de se adequarem ao aproveitamento de tais petróleos (Caetano Filho, 2012).

Foram ainda analisadas no trabalho as tendências atuais na refinação de petróleo pela PETROBRAS, que envolvem, entre outros processos inovadores,

a produção de derivados de melhor qualidade e menos poluentes, o estudo de rotas não convencionais na produção de derivados e o emprego da biomassa nos processos de refino. As pesquisas estão sendo orientadas para a produção de derivados com baixos teores de resíduos contaminantes, especialmente nos casos do Diesel e da gasolina, a redução dos impactos ambientais originados no processo industrial de refinação e a utilização de fontes renováveis para a produção de combustíveis. Neste último campo, as tecnologias alternativas e o emprego da biomassa objetivam o desenvolvimento de processos econômicos na produção de novos combustíveis, com maior rendimento energético e que atendam às prescrições ambientais.

Pode-se concluir que, como companhia integrada, a estatal brasileira de petróleo buscou, ao longo do tempo, construir uma indústria de petróleo consolidada, com base em um parque de produção de derivados abastecido por produção própria de petróleo, e constituído por um forte mercado interno consumidor de combustíveis e demais produtos derivados.

REFERÊNCIAS

ABADIE, E. **Processos de Refinação**. Universidade Corporativa PETROBRAS, [2009].

ABADIE, E. Entrevista ao autor, julho de 2010.

BAPTISTA, C.A.; OLIVEIRA, S.L.; SILVA, S.C. **O desafio da integração refino-bio-refino**: uma visão do futuro. Apresentado na Rio Oil & Gas Conference, 2008.

BRASIL. **Decreto-Lei nº 395, de 29 de abril de 1938**. Declara de utilidade pública e regula a importação, exportação, transporte, distribuição e comércio de petróleo bruto e seus derivados, no território nacional, e bem assim a indústria da refinação de petróleo importado e produzido no país, e dá outras providências. Rio de Janeiro: Congresso Nacional, 1938.

_____. **Decreto-Lei nº 538, de 7 de julho de 1938**. Organiza o Conselho Nacional do Petróleo, define suas atribuições, e dá outras providências. Rio de Janeiro: Congresso Nacional, 1938.

_____. **Decreto-Lei nº 9.881, de 16 de setembro de 1946**. Rio de Janeiro: Congresso Nacional, 1946.

BREGOLATO, J. L. Entrevista. **FCC em Revista, 25 anos**. Edição Especial. Rio de Janeiro, Fábrica Carioca de Catalisadores, 2010.

BRITISH PETROLEUM. **Statistical Review of World Energy 2012**. Disponível em: < <http://www.bp.com/sectionbodycopy.do?categoryId=7500&contentId=7068481>>.

CAETANO FILHO, E. **Revisão da versão final deste livro**, 2012.

CARDOSO, L.C. **Petróleo, do Poço ao Posto**. Rio de Janeiro: Qualitymark Editora Ltda, 2008.

CTBE - LABORATÓRIO NACIONAL DE CIÊNCIA E TECNOLOGIA DO ETANOL. **Rio+20: transporte de comitivas é feito com etanol de 2ª geração** (18.6.2012). Disponível em <<http://www.bioetanol.org.br/noticias/detalhe.php?ID=NTUz>>.

DIAS, J. L. M.; QUAGLINO, M. A. **A Questão do Petróleo no Brasil** – Uma História da Petrobras. Edição Fundação Getúlio Vargas, CPDOC/SERINST, PETROBRAS, 1993.

FCC EM REVISTA. **25 anos**. Fábrica Carioca de Catalisadores. Edição Especial, 2010.

FERNÁNDEZ Y FERNÁNDEZ, E.; PEDROSA Jr., O.A.; PINHO, A.C. (Org.). **Dicionário do Petróleo em Língua Portuguesa** – exploração e produção de petróleo e gás, ISBN 978-85-86368-55-4. Rio de Janeiro: Lexikon Editora Digital, 2009.

FERREIRA, A. C. Entrevista. **Revista Petro&Química**, nº 285, 2006.

FONSECA, M. G., GONÇALVES, W. **Experiência da PETROBRAS na adequação de refino à estrutura do mercado consumidor**. Apresentado no 4º Congresso Brasileiro de Petróleo, IBP Analítica, TT-343, [s/d].

FREEMAN, C.; SOETE, L. **The Economics of Industrial Innovation**, MIT, 1997.

GUEDES, A. Entrevista. **FCC em Revista, 25 anos**. Edição Especial. Rio de Janeiro, Fábrica Carioca de Catalisadores, 2010.

HONÓRIO SOBRINHO, A. Entrevista. **FCC em Revista, 25 anos**. Edição Especial. Rio de Janeiro, Fábrica Carioca de Catalisadores, 2010.

MARTINS, V.M. Evolução da Refinação da PETROBRAS: 1968-1977. **Boletim Técnico da Petrobras**, out/dez.1977.

MÔNACO, P. C. Refinando Soluções. **Revista TN Petróleo**, nº 32.

MOTHÉ, C. G.; SILVA, S.C. Petróleo pesado e ultrapesado, reservas e produção mundial. **Revista TN Petróleo**, nº 57.

MOURA, P.; CARNEIRO F. **Em Busca do Petróleo Brasileiro**. 1ª ed. Rio de Janeiro: Editora Fundação Gorceix, Ouro Preto, 1976.

PALOMBO, F. **Novas Tecnologias de Refino para a Produção de Combustíveis**. Apresentação em PPT. CENPES/PETROBRAS, 28.11.2008.

PALOMBO, F. Entrevista ao autor, julho de 2010.

PERISSÉ, J. B.; PAREDES, M. L. L.; FARAH, M. A. Da Destilaria Riograndense de Petróleo aos Dias Atuais: 75 anos de refino no Brasil. **Boletim Técnico da Petrobras**, v. 50, n. 1/3, p. 11-41, abr./ago./dez. 2007.

PETROBRAS. **O petróleo no Brasil**. Rio de Janeiro: PETROBRAS/SERPUB, 1954.

_____. Pauta da Revista Petro&Química. PETROBRAS. Mimeografado. [2006].

_____. Boletim Técnico, jan./mar., 1967.

_____. **Conceitos da Refinaria do Futuro e outros temas**. Roteiro para Entrevista, 2010. Mimeografado.

_____. **Relatório de Atividades**, 2010.

_____. **PETROBRAS at a Glance**, Jan./2010; 2011.

REVISTA ÉPOCA, Nº 533, 4/8/2008.

RITTERHAUSSEN, J. H. **Procurement Policy and Critical Equipment Supply**. Apresentação em PPT. Rio de Janeiro: PETROBRAS, may 2010.

SMIL, Vaclac. **Oil: A Beginner's Guide**. Oneworld Oxford, 2008 (ebook edition, published by Oneworld Publications 2011- Amazon/Kindle, 2012).

SZKLO, A.; BRANCO, D. A. C., GOMES, G. L. **Desafios e oportunidades tecnológicas para o refino de petróleo: o caso de uma refinaria no Brasil**, 4º PDPETRO, Campinas, S. P., 21-24 out. 2007.

SZKLO, A.; ULLER, V. C. **Fundamentos do Refino de Petróleo**. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2008.

THOMAS, J. E. (Org.). **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. 2. ed. Rio de Janeiro: PETROBRAS e Editora Interciência, 2004.

TOLEDO, E. C. V.; MEYER, J. F. C. A.; MACIEL FILHO, R. **Modelagem Dinâmica de um Reator de Hidrotratamento**, 3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás, disponível em <http://www.portalabpg.org.br/PDPetro/3/trabalhos/IBP0186_05.pdf>.

YERGIN, Daniel. **O Petróleo** - Uma história mundial de conquistas, poder e dinheiro. São Paulo: Editora Paz e Terra, 2010.

BIBLIOGRAFIA COMPLEMENTAR

FREUDENRICH, C. C. **Como funciona o refino de petróleo**. Disponível em <<http://ciencia.hsw.uol.com.br/refino-de-petroleo5.htm>>. Acesso em maio 2010.

FUTURO REFINADO. **Revista ISTOÉ**, Nº 3, 13 ago. 2008.

MIRANDA, V. **Craqueamento Catalítico em Leito Fluidizado**. Universidade Federal da Bahia, 2009, disponível em <<http://www.ebah.com.br/craqueamento-catalitico-em-leito-fluidizado-doc-a10483.html>>.

MOTA, D. A. P.; TEIXEIRA, A. M. R. F.; GONÇALVES, M. L. A.; CERQUEIRA, W. V.; TEIXEIRA, M. A. G. **Avaliação por análise térmica de resíduo de destilação de petróleo e catalisador usados na unidade de craqueamento catalítico em leito fluidizado**. *In*: 3º Congresso Brasileiro de P&D em Petróleo e Gás, Salvador, 2-5 out. 2005. Acesso em: abr.2009.

NELSON, W. L. **Petroleum Refinery Engineering**. McGRAW-HILL Book Company, 1958.

PETROBRAS deve entrar no etanol este ano. **O Estado de S. Paulo**, São Paulo, 18 set 2009.

PETROBRAS. **Biocombustíveis - Cartilha**. 2. ed, 2008.

_____. **Evolução do Parque de Refino da PETROBRAS**. [s.d]. Mimeografado.

RAMOS, A. C. S. **Asfaltenos em petroleos brasileiros**: agregação em solventes aromáticos, desenvolvimento de aditivos e estabilização de emulsões. Tese de doutorado em Engenharia Química, apresentada à Unicamp, 2001. Disponível em: <<http://libdigi.unicamp.br/document/?code=vtls000218792>>, SBU-Biblioteca Digital da Unicamp. Acesso em: set. 2009.

RIBEIRO, O. M. S. **Desenvolvimento de um modelo cinético para a reforma catalítica do n-octano sobre o catalisador pt/l**. Monografia apresentada à U. F. C. G., disponível em (http://www.anp.gov.br/CapitalHumano/Arquivos/PRH25/Otavia-Montini-dos-Santos-Ribeiro_PRH25_UFPB_G.pdf). Acesso em 10.2011.

SILVA, C. G. R. S. **Compras Governamentais e Aprendizagem Tecnológica: Uma análise da política de Compras da PETROBRAS para seus empreendimentos *offshore*.** Tese apresentada ao Instituto de Geociências da Universidade Estadual de Campinas como parte dos requisitos para obtenção do título de Doutor em Política Científica e Tecnológica, agosto de 2009.

SILVA J. P.; SENNA L. F.; LAGO, D. C. B.; SILVA JR P. F.; FIGUEIREDO, M. A. G.; DIAS, E. G. ; CHIARO , S. S. X. **Caracterização de adsorventes cerâmicos comerciais e sua aplicação na remoção de ácidos naftênicos de destilados de petróleo.** Apresentado no 17º CBECIMat - Congresso Brasileiro de Engenharia e Ciência dos Materiais, 15 a 19 de Novembro de 2006, Foz do Iguaçu, PR, Brasil.

SOBRAL, M. M. X. **Aplicação de Controle Ótimo de Nível em Vasos Separadores.** Dissertação para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção, Universidade Federal de Santa Catarina, 1996 < <http://www.eps.ufsc.br/disserta96/sobral/index/index.htm#sum>>.

VEZ DO REFINO, A. **Revista ISTOÉ**, Nº 5, 24 maio 2006.

WENGER, E. C.; MCDERMOTT, R.; SNYDER, W. C. **Cultivating Communities of Practice: A Guide to Managing Knowledge**, Harvard Business School Press, Cambridge, USA, 2001.

SITES VISITADOS

http://www2.petrobras.com.br/portal/frame_ri.asp?pagina=/ri/port/DestaquesOperacionais/ExploracaoProducao/ExploracaoProducao.asp&lang=pt&area=ri.

http://www2.dbd.puc-rio.br/pergamum/tesesabertas/0210433_04_cap_02.pdf.

www.asme.org (American Society of Mechanical Engineers).

<http://www.educacional.com.br/upload/blogSite/5223/5223064/8125/sep%20misturas.doc>

www.universoambiental.com.br.

Petrobras.com.br/minisite/refinarias/portugues/index.asp.

www.refap.com.br

www.investidorpetrobras-Petrobras - Comunicados e Fatos Relevantes

ANEXO II

Tabelas Estatísticas de Petróleo e Derivados

ÍNDICE DE TABELAS

Tabela 1 – Evolução histórica da produção mundial de petróleo – 1865-1945

Tabela 2 – Evolução dos preços internacionais do petróleo – 1972 – 2011

Tabela 3 – Reservas mundiais provadas de petróleo, por país – 1980 – 2011

Tabela 4 – Produção mundial de petróleo, por país- 1980 – 2011

Tabela 5 – Importações mundiais de petróleo e derivados – 1980 - 2011

Tabela 6 – Exportações mundiais de petróleo e derivados – 1980 – 2011

Tabela 7 – Consumo mundial de petróleo – 1980 – 2011

Tabela 8 – Petrobras - Reservas provadas históricas de petróleo, gás natural e LGN – 1953 – 2012

Tabela 9 – Petrobrás – produção de petróleo e LGN – 2000 – 2012

Tabela 10 – Brasil - Produção de petróleo – 1950 - 2011

Tabela 11 – Brasil – Produção de petróleo e gás natural – 1950 - 2011

Tabela 12 – Brasil – Reservas provadas de petróleo, por localização (terra e mar) e Unidades da Federação – 2002 - 2011

Tabela 13 – Brasil – Produção anual de petróleo, por localização (terra e mar) e Unidades da Federação – 2002-2011

Tabela 14 – Brasil – Produção anual de petróleo, por corrente, Bacias Sedimentares e Unidades da Federação, em m³ – 2011

Tabela 15 – Brasil – Distribuição da produção de petróleo e gás natural por Bacia – dezembro 2011

Tabela 16 – Brasil – Número de poços produtores de petróleo e de gás natural, por localização (terra e mar) e Unidades da Federação – 2002 - 2011

Tabela 17 – Brasil – Refinarias – Capacidade de refino – 2011

Tabela 18 – Brasil – Refinarias – Evolução da capacidade de refino – 2002 - 2011

Tabela 19 – Brasil – Volume de petróleo cru e outras cargas processadas nas refinarias, por origem – nacional e importado – 2011

Tabela 20 – Brasil – Exportações e importações de petróleo em barris/dia – 2000-2011

Tabela 21 – Brasil – Valor das exportações e importações de petróleo bruto, em US\$ milhões – 2000 - 2011

Tabela 22 – Brasil – Valor das exportações e importações de derivados de petróleo – 2000 - 2011

Tabela 23 – Brasil – Importação de derivados de petróleo energéticos e não energéticos (em m³) – 2002 - 2011

Tabela 24 – Brasil – Produção anual de petróleo e gás natural por concessionária – 2011

Tabela 25 – Petrobras – Investimentos em Exploração e Produção de petróleo, Abastecimento e Outros – valores nominais em milhões de dólares – 1954 - 2011

Tabela 26 – Petrobras – Investimentos em Exploração e Produção de petróleo, Abastecimento e Outros – valores a preços constantes de 2011, em milhões de dólares – 1954 - 2011

Tabela 27 – Brasil – Dependência externa/autossuficiência de petróleo e derivados 2002 - 2011

Tabela 1
Evolução histórica da produção mundial de petróleo (1865 – 1945)

(Em milhares de barris/dia)

Ano	EUA	México	Venezuela	Rússia	Romênia	Índias Or. ¹	Pérsia/Irã	Outros	Total
1865	6,8	-	-	0,2	0,1	-	-	0,3	7
1875	32,8	-	-	1,9	0,3	-	-	1,1	36
1885	59,9	-	-	38,2	0,5	-	-	2,2	101
1895	144,9	-	-	126,4	1,6	3,3	-	7,9	284
1905	369,1	0,7	-	150,6	12,1	21,5	-	35,3	589
1915	770,1	90,2	-	187,8	33,0	33,7	9,9	58,9	1.184
1925	2.092,4	316,5	53,9	143,7	45,6	70,4	93,3	112,8	2.929
1935	2.730,4	110,2	406,2	499,7	169,2	144,4	156,9	317,0	4.534
1945	4.694,9	119,3	885,4	408,1	95,3	26,6	357,6	521,6	7.109

Fonte: Yergin (2010, p. 959) (Instituto Americano do Petróleo. Petroleum Facts and Figures: Centennial Edition, 1959 (Nova Iorque: API, 1959), pp. 432-37.). ¹Índias Orientais: atual Indonésia.

Tabela 2
Evolução dos preços internacionais do petróleo (1972 – 2011)

Ano	Preço em dólar por barril (US\$) ¹	Preço corrigido em dólar por barril (US\$) ²	Ano	Preço em dólar por barril (US\$) ¹	Preço corrigido em dólar por barril (US\$) ²
1972	2,48	13,34	1991	20,00	33,04
1973 - set	2,90	14,43	1992	19,32	30,98
1973 - dez	11,65	56,72	1993	16,97	26,42
1973	3,29	16,66	1994	15,82	24,01
1974	11,58	52,85	1995	17,02	25,12
1975	11,53	48,21	1996	20,67	29,63
1976	12,80	50,59	1997	19,09	26,76
1977	13,92	51,63	1998	12,72	17,55
1978	14,02	48,37	1999	17,97	24,26
1979	31,61	97,94	2000	28,50	37,22
1980	36,83	100,54	2001	24,44	31,05
1981	35,93	88,91	2002	25,02	31,29
1982	32,97	76,85	2003	28,83	35,25
1983	29,55	66,74	2004	38,27	45,57
1984	28,78	62,31	2005	54,52	62,80
1985	27,56	57,61	2006	65,14	72,69
1986	14,43	29,62	2007	72,39	78,53
1987	18,44	36,50	2008	97,26	101,61
1988	14,92	28,38	2009	61,67	64,66
1989	18,23	33,06	2010	79,50	82,00
1990	23,73	40,83	2011	111,26	111,26

Fonte: BP Statistical Review of World Energy, British Petroleum (2012); Yergin (2010, p. 905) p/ preços mensais de 1973.

¹1972 – 1985: Arabian Light; 1986 – 2011: Dubai dated. ²Os preços nominais foram atualizados, na fonte, pelo Consumer Price Index (USA), para poder aquisitivo de 2011.

Tabela 3
Reservas mundiais provadas de petróleo, por país (1980 – 2011)¹

(Em bilhões de barris)

Ano	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2007	2008	2009	2010	2011
Estados Unidos	36,5	36,4	33,8	29,8	30,4	29,9	30,5	28,4	30,9	30,9	30,9
Canadá ²	39,5	40,9	40,3	48,4	181,5	180,5	178,8	176,3	175,9	175,2	175,2
México	47,2	55,6	51,3	48,8	20,2	13,7	12,2	11,9	11,9	11,7	11,4
Total América do Norte	123,3	132,9	125,4	126,9	232,1	224,1	221,5	216,5	218,6	217,8	217,5
Argentina	2,5	2,2	1,6	2,4	3,0	2,2	2,6	2,5	2,5	2,5	2,5
Brasil	1,3	2,2	4,5	6,2	8,5	11,8	12,6	12,8	12,9	14,2	15,1
Colômbia	0,6	1,2	2,0	3,0	2,0	1,5	1,5	1,4	1,4	1,9	2,0
Equador	1,0	1,1	1,4	3,4	4,6	4,9	4,0	6,5	6,3	6,2	6,2
Venezuela ³	19,5	54,5	60,1	66,3	76,8	80,0	99,4	172,3	211,2	296,5	296,5
Outros América C. & Sul	1,9	1,6	2,0	2,5	3,1	3,2	3,4	3,3	3,3	3,4	3,1
Total Américas C. & Sul	26,7	62,9	71,5	83,7	97,9	103,4	123,5	198,9	237,5	324,7	325,4
Noruega	4,0	5,9	8,6	10,8	11,4	9,7	8,2	7,5	7,1	6,8	6,9
Federação Russa	n/a	n/a	n/a	n/a	68,5	80,2	83,2	83,3	83,9	86,6	88,2
Reino Unido	8,4	5,6	4,0	4,5	4,7	3,9	3,4	3,1	2,8	2,8	2,8
Outros Europa & Eurásia	71,2	67,8	63,3	65,5	13,2	21,9	42,8	42,6	43,0	43,3	43,2
Total Europa & Eurásia	83,6	79,3	75,9	80,9	97,7	115,7	137,5	136,5	136,8	139,5	141,1
Irã	58,3	59,0	92,8	93,7	99,5	137,5	138,2	137,6	137,0	151,2	151,2
Iraque	30,0	65,0	100,0	100,0	112,5	115,0	115,0	115,0	115,0	115,0	143,1
Kuwait	67,9	92,5	97,0	96,5	96,5	101,5	101,5	101,5	101,5	101,5	101,5
Omã	2,5	4,1	4,4	5,2	5,8	5,6	5,6	5,6	5,5	5,5	5,5
Catar	3,6	4,5	3,0	3,7	16,9	27,9	27,3	26,8	25,9	24,7	24,7
Arábia Saudita	168,0	171,5	260,3	261,5	262,8	264,2	264,2	264,1	264,6	264,5	265,4
Síria	1,5	1,5	1,9	2,6	2,3	3,0	2,5	2,5	2,5	2,5	2,5
Emirados Árabes Unidos	30,4	33,0	98,1	98,1	97,8	97,8	97,8	97,8	97,8	97,8	97,8
Iêmen	-	0,5	2,0	2,0	2,4	2,9	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7
Outros Oriente Médio	0,2	0,2	0,1	0,1	0,2	0,1	0,1	0,1	0,3	0,3	0,7
Total Oriente Médio	362,4	431,7	659,6	663,3	696,7	755,5	754,9	753,7	752,8	765,6	795,0

continua

Petróleo em águas profundas

Uma história tecnológica da PETROBRAS na exploração e produção *offshore*

continuação

Ano	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2007	2008	2009	2010	2011
Argélia	8,2	8,8	9,2	10,0	11,3	12,3	12,2	12,2	12,2	12,2	12,2
Angola	1,4	2,0	1,6	3,1	6,0	9,0	13,5	13,5	13,5	13,5	13,5
Líbia	20,3	21,3	22,8	29,5	36,0	41,5	43,7	44,3	46,4	47,1	47,1
Nigéria	16,7	16,6	17,1	20,8	29,0	36,2	37,2	37,2	37,2	37,2	37,2
Outros África	6,8	8,3	8,0	8,5	11,1	18,6	20,4	21,0	21,0	22,7	22,4
Total África	53,4	57,0	58,7	72,0	93,4	117,6	126,9	128,1	130,3	132,7	132,4
China	13,4	17,1	16,0	16,4	15,2	15,6	15,5	14,8	14,8	14,8	14,7
Índia	2,8	3,8	5,6	5,5	5,3	5,9	5,5	5,8	5,8	5,8	5,7
Indonésia	11,6	9,2	5,4	5,0	5,1	4,2	4,0	3,7	4,3	4,2	4,0
Outros Ásia/Pacífico	6,2	8,7	9,3	12,4	14,5	15,0	15,2	17,4	17,2	16,9	16,8
Total Ásia/Pacífico	33,9	38,7	36,3	39,3	40,1	40,7	40,2	41,8	42,2	41,7	41,3
Total Mundo	683,4	802,6	1.027,5	1.066,1	1.257,9	1.357,0	1.404,5	1.475,4	1.518,2	1.622,1	1.652,6

Fonte: BP Statistical Review of World Energy, British Petroleum (2012).

¹ As reservas incluem petróleo cru, gás condensado e líquido de gás natural (LGN - o conteúdo líquido de gás natural onde é extraído separadamente), óleo de xisto e óleo de areias petrolíferas.

²As reservas do Canadá incluem o petróleo extraído de areias petrolíferas, que foram elevadas de 43,1 bilhões de barris em 1998, para 175,2 bilhões de barris, em 1999, e para 169,2 bilhões de barris, em 2011, das quais 25,9 bilhões estão sendo desenvolvidas para a produção.

³As reservas da Venezuela foram acrescidas, a partir de 2006, de petróleos pesado e extra pesado da faixa do Rio Orinoco, tendo alcançado 7,6 bilhões de barris naquele ano, 20 bilhões de barris, em 2007, 94,2 bilhões de barris, em 2008, e 220 bilhões de barris em 2010 e 2011.

Tabela 4
Produção mundial de petróleo, por país (1980 – 2011)¹

(Em milhares de barris/dia)

Ano	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2007	2008	2009	2010	2011
Estados Unidos	10.170	10.580	8.914	8.322	7.733	6.895	6.847	6.734	7.270	7.555	7.841
Canadá	1.764	1.813	1.968	2.402	2.721	3.041	3.305	3.223	3.222	3.367	3.522
México	2.129	2.912	2.941	3.055	3.456	3.766	3.479	3.165	2.978	2.958	2.938
Total América do Norte	14.063	15.305	13.823	13.779	13.910	13.702	13.631	13.122	13.471	13.880	14.301
Argentina	506	491	517	758	819	725	699	682	676	652	607
Brasil	188	560	650	718	1.268	1.716	1.833	1.899	2.029	2.137	2.193
Colômbia	131	183	446	591	711	554	561	616	685	801	930
Equador	206	286	292	395	409	541	520	514	495	495	509
Venezuela	2.228	1.744	2.244	2.959	3.239	3.003	2.960	2.985	2.914	2.775	2.720
Outros América C. & Sul	488	456	357	361	368	425	409	408	429	434	422
Total Américas C. & Sul	3.747	3.720	4.507	5.782	6.813	6.963	6.982	7.104	7.229	7.293	7.381
Noruega	528	823	1.716	2.903	3.346	2.969	2.551	2.459	2.358	2.137	2.039
Federação Russa	-	10.863	10.342	6.236	6.473	9.443	9.869	9.784	9.927	10.150	10.280
Reino Unido	1.663	2.675	1.918	2.749	2.667	1.809	1.638	1.526	1.452	1.339	1.100
Outros Europa & Eurásia	12.892	2.055	2.083	1.903	2.426	3.255	3.696	3.767	3.967	4.002	3.895
Total Europa & Eurásia	15.083	16.415	16.060	13.791	14.912	17.476	17.753	17.537	17.703	17.629	17.314
Irã	1.479	2.205	3.270	3.744	3.852	4.184	4.303	4.396	4.249	4.338	4.321
Iraque	2.658	1.425	2.149	530	2.614	1.833	2.143	2.428	2.447	2.480	2.798
Kuwait	1.757	1.127	964	2.130	2.237	2.654	2.647	2.761	2.477	2.518	2.865
Omã	285	502	695	868	959	778	715	754	813	865	891
Catar	476	315	434	461	757	1.028	1.197	1.378	1.345	1.569	1.723
Arábia Saudita	10.270	3.601	7.105	9.092	9.439	11.033	10.371	10.769	9.809	9.955	11.161
Síria	158	159	407	596	548	450	415	398	401	385	332
Emirados Árabes Unidos	1.745	1.260	2.283	2.401	2.620	2.983	3.053	3.088	2.750	2.867	3.322
Iêmen	-	-	182	351	450	416	341	315	306	301	228
Outros Oriente Médio	55	50	52	52	48	34	35	33	37	37	48
Total Oriente Médio	18.882	10.645	17.540	20.226	23.524	25.392	25.219	26.320	24.633	25.314	27.690

continua

Petróleo em águas profundas

Uma história tecnológica da PETROBRAS na exploração e produção *offshore*

continuação

Ano	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2007	2008	2009	2010	2011
Argélia	1.139	1.151	1.347	1.327	1.578	2.015	2.016	1.993	1.816	1.762	1.729
Angola	150	232	475	633	746	1.405	1.684	1.901	1.824	1.883	1.746
Líbia	1.862	1.025	1.424	1.439	1.475	1.745	1.820	1.820	1.652	1.659	479
Nigéria	2.059	1.499	1.870	1.998	2.155	2.551	2.354	2.170	2.120	2.453	2.457
Outros África	1.015	1.525	1.609	1.715	1.850	2.239	2.389	2.400	2.380	2.357	2.393
Total África	6.225	5.433	6.725	7.111	7.804	9.954	10.263	10.284	9.792	10.114	8.804
China	2.122	2.508	2.778	2.993	3.257	3.642	3.742	3.814	3.805	4.077	4.090
Índia	193	627	715	774	726	738	769	767	756	827	858
Indonésia	1.577	1.342	1.539	1.578	1.456	1.090	972	1.003	990	1.003	942
Outros Ásia/Pacífico	1.053	1.444	1.685	1.936	2.395	2.434	2.399	2.385	2.352	2.344	2.196
Total Ásia/Pacífico	4.945	5.921	6.716	7.281	7.833	7.904	7.881	7.969	7.903	8.251	8.086
Total Mundo	62.946	57.439	65.370	67.970	74.796	81.391	81.729	82.335	80.732	82.480	83.576

Fonte: BP Statistical Review of World Energy, British Petroleum (2012).

¹ Os volumes produzidos incluem petróleo, óleo de xisto, óleo de areias petrolíferas e líquido de gás natural (LGN).

Tabela 5
Importações mundiais de petróleo e derivados (1980 – 2011)

(Em milhares de barris/dia)

	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2007	2008	2009	2010	2011	Participação 2011 (%)
EUA	6.735	5.065	8.026	8.830	11.092	13.525	13.632	12.872	11.453	11.689	11.337	21
Europa ¹	12.244	8.768	9.801	10.436	11.070	13.261	13.953	13.751	12.486	12.094	12.086	22
Japão	4.985	4.045	4.802	5.581	5.329	5.225	5.032	4.925	4.263	4.567	4.491	8
Resto do Mundo ²	8.360	6.610	8.812	12.405	15.880	19.172	22.937	23.078	24.132	25.160	26.666	49
Mundo Total	32.324	24.488	31.441	37.253	43.371	51.182	55.554	54.626	52.333	53.510	54.580	100

Fonte: BP Statistical Review of World Energy, British Petroleum (2012).

¹ Anterior a 1993: exclui Europa Central (Albânia, Bulgária, República Tcheca, antiga Iugoslávia, Hungria, Polónia, Romênia, Eslováquia). ² Inclui o comércio de petróleo não identificado.

Tabela 6
Exportações mundiais de petróleo e derivados (1980 – 2011)

(Em milhares de barris/dia)

	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2007	2008	2009	2010	2011	Participação 2011 (%)
EUA	555	780	889	949	890	1.129	1.439	1.967	1.947	2.154	2.573	5
Canadá	445	685	955	1.401	1.703	2.201	2.457	2.498	2.518	2.599	2.804	5
México	875	1.580	1.387	1.422	1.814	2.065	1.975	1.609	1.449	1.539	1.487	3
Américas Central & Sul	3.010	1.985	2.367	2.797	3.079	3.528	3.570	3.616	3.748	3.568	3.763	7
Europa	n/a	n/a	n/a	1.474	1.967	2.149	2.273	2.023	2.034	1.888	2.065	4
União Soviética ¹	2.040	2.549	2.659	2.729	4.273	7.076	8.334	8.184	7.972	8.544	8.688	16
Oriente Médio	17.510	9.340	14.212	16.651	18.944	19.821	19.680	20.128	18.409	18.883	19.750	36
Norte da África	2.820	2.415	2.604	2.696	2.732	3.070	3.336	3.260	2.938	2.871	1.930	4
Oeste da África	2.475	1.765	2.248	2.723	3.293	4.358	4.830	4.587	4.364	4.601	4.655	9
Ásia (Pacífico) ²	2.099	2.339	2.182	3.419	3.736	4.243	6.004	5.392	5.631	6.226	6.233	11
Resto do mundo	495	1.050	1.938	990	940	1.542	1.656	1.363	1.323	637	631	1
Mundo Total	32.324	24.488	31.441	37.253	43.371	51.182	55.554	54.626	52.333	53.510	54.580	100

Fonte: BP Statistical Review of World Energy, British Petroleum (2012).

¹ Anterior a 1993 inclui Europa Central e exclui o comércio entre a antiga União Soviética e a Europa Central.

² Exclui Japão. Exclui o comércio anterior a 1993 entre outros países da Ásia e Singapura, e Índia anterior a 2007; n/a - Valores não disponíveis.

Tabela 7
Consumo mundial de petróleo¹ (1980 – 2011)

(Em milhares de barris/dia)

Ano	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2007	2008	2009	2010	2011
Estados Unidos	17.062	15.726	16.988	17.725	19.701	20.802	20.680	19.498	18.771	19.180	18.835
Canadá	1.898	1.556	1.747	1.761	1.922	2.229	2.323	2.288	2.179	2.298	2.293
México	1.048	1.345	1.580	1.690	1.958	2.030	2.067	2.054	1.995	2.014	2.027
Total América do Norte	20.008	18.627	20.316	21.176	23.581	25.061	25.070	23.841	22.945	23.491	23.156
Argentina	488	388	412	430	431	449	523	534	518	550	609
Brasil	1.163	1.232	1.459	1.776	2.044	2.070	2.235	2.395	2.415	2.629	2.653
Venezuela	427	407	417	471	559	623	689	720	749	794	832
Outros América C. & Sul	1.274	1.161	1.382	1.656	1.849	1.968	2.135	2.137	2.081	2.105	2.147
Total Américas C. & Sul	3.353	3.188	3.669	4.333	4.882	5.111	5.582	5.786	5.763	6.079	6.241
França	2.221	1.770	1.895	1.879	1.994	1.946	1.911	1.889	1.822	1.761	1.724
Alemanha	3.020	2.649	2.689	2.865	2.746	2.592	2.380	2.502	2.409	2.445	2.362
Itália	1.930	1.726	1.924	1.975	1.930	1.798	1.740	1.661	1.563	1.532	1.486
Noruega	199	195	202	204	202	224	237	228	236	235	253
Federação Russa	n/a	4.944	5.042	3.105	2.546	2.621	2.648	2.779	2.710	2.804	2.961
Espanha	1.044	915	976	1.177	1.422	1.597	1.616	1.559	1.475	1.447	1.392
Reino Unido	1.647	1.615	1.754	1.759	1.704	1.806	1.716	1.683	1.610	1.588	1.542
Outros Europa & Eurásia	13.892	8.303	8.698	6.750	6.827	7.512	7.735	7.700	7.299	7.227	7.204
Total Europa & Eurásia	23.953	22.117	23.181	19.714	19.370	20.095	19.984	20.002	19.123	19.039	18.924
Irã	662	919	1.017	1.245	1.366	1.696	1.843	1.906	1.923	1.887	1.824
Israel	157	132	177	248	279	257	264	259	246	242	240
Kuwait	86	162	106	142	257	411	384	381	399	436	438
Catar	17	44	43	46	60	122	153	174	176	220	238
Arábia Saudita	607	955	1.158	1.299	1.578	1.970	2.163	2.338	2.555	2.748	2.856
Emirados Árabes Unidos	100	177	306	406	388	503	574	594	556	607	671
Outros Oriente Médio	456	633	803	994	1.182	1.407	1.514	1.617	1.655	1.751	1.809
Total Oriente Médio	2.084	3.022	3.610	4.379	5.111	6.365	6.895	7.270	7.510	7.890	8.076

continua

continuação

Ano	1980	1985	1990	1995	2000	2005	2007	2008	2009	2010	2011
Argélia	121	177	213	197	191	250	286	309	327	327	345
Egito	257	407	466	463	552	616	638	680	719	757	709
África do Sul	248	296	349	420	457	514	549	528	517	547	547
Outros África	774	842	944	1.137	1.264	1.484	1.534	1.632	1.681	1.746	1.735
Total África	1.400	1.722	1.972	2.217	2.464	2.864	3.006	3.150	3.243	3.377	3.336
Austrália	625	584	688	778	831	886	925	936	931	956	1.003
China	1.690	1.820	2.320	3.394	4.766	6.944	7.817	7.937	8.212	9.251	9.758
Índia	644	897	1.213	1.581	2.261	2.567	2.835	3.068	3.267	3.332	3.473
Indonésia	396	468	653	879	1.156	1.263	1.271	1.263	1.316	1.426	1.430
Japão	4.905	4.428	5.278	5.749	5.544	5.327	5.007	4.809	4.381	4.413	4.418
Coreia do Sul	476	537	1.042	2.020	2.263	2.312	2.399	2.308	2.339	2.392	2.397
Outros Ásia/Pacífico	1.777	1.808	2.711	3.820	4.367	5.130	5.529	5.399	5.600	5.793	5.822
Total Ásia/Pacífico	10.513	10.542	13.905	18.221	21.188	24.429	25.783	25.720	26.047	27.563	28.301
Total Mundo	61.311	59.218	66.653	70.040	76.597	83.925	86.321	85.768	84.631	87.439	88.034

Fonte: BP Statistical Review of World Energy, British Petroleum (2012). ¹Inclui o consumo interno dos países, combustíveis para aviação e para navios, consumo e perdas nas refinarias, etanol e biodiesel.

Tabela 8
Petrobras – Reservas provadas históricas de petróleo, gás natural e LGN
(1953 – 2012)

Ano	Milhões de barris equivalentes de petróleo (boe)	Taxa de crescimento (%)	Ano	Milhões de barris equivalentes de petróleo (boe)	Taxa de crescimento (%)
1953	16,8	-	1983	2.732,0	15,7
1954	173,6	933,3	1984	3.002,5	9,9
1955	254,7	46,7	1985	3.349,7	11,6
1956	373,9	46,8	1986	3.628,1	8,3
1957	477,1	27,6	1987	3.787,9	4,4
1958	539,3	13,0	1988	5.960,3	57,4
1959	506,5	-6,1	1989	5.984,9	0,4
1960	677,1	33,7	1990	5.595,2	-6,5
1961	707,3	4,5	1991	5.960,3	6,5
1962	713,9	0,9	1992	6.176,9	3,6
1963	704,3	-1,3	1993	6.184,1	0,1
1964	787,3	11,8	1994	6.624,8	7,1
1965	819,1	4,0	1995	7.531,3	13,7
1966	881,8	7,7	1996	8.087,1	7,4
1967	980,8	11,2	1997	8.538,1	5,6
1968	1.056,5	7,7	1998	8.778,7	2,8
1969	1.103,0	4,4	1999	9.519,8	8,4
1970	1.063,8	-3,6	2000	9.647,7	1,3
1971	1.063,0	-0,1	2001	9.670,2	0,2
1972	999,5	-6,0	2002	11.008,5	13,8
1973	968,6	-3,1	2003	12.601,6	14,5
1974	955,3	-1,4	2004	13.022,5	3,3
1975	978,0	2,4	2005	13.232,5	1,6
1976	1.148,2	17,4	2006	13.753,3	3,9
1977	1.431,1	24,6	2007	13.919,7	1,2
1978	1.470,8	2,8	2008	14.092,9	1,2
1979	1.599,8	8,8	2009	14.168,9	0,5
1980	1.718,1	7,4	2010	15.283,0	7,9
1981	2.020,0	17,6	2011	15.705,7	2,8
1982	2.360,6	16,9	2012	15.729,0	0,1

Fonte: Petrobras ([www.investidorpetrobras.com.br-destaques operacionais](http://www.investidorpetrobras.com.br-destaques-operacionais)).

1 – Dados baseados no critério de estimativa de reservas da SPE (Society of Petroleum Engineers), implantado de 1998 em diante. Para os anos anteriores foi elaborada uma regra de conversão, respeitando a classificação de reservas utilizadas anteriormente pela Petrobras. O código anterior dava mais ênfase ao aspecto volumétrico (certeza na existência dos volumes) do que ao aspecto econômico (certeza na economicidade da reserva), apresentando um maior detalhamento na classificação dos volumes das reservas provadas.

2 - Os valores apresentados pela Petrobrás referem-se apenas aos seus interesses nas concessões, ou seja, o volume de reserva correspondente ao percentual de participação, firmado em contrato, com os demais sócios em uma determinada concessão de produção.

Tabela 9
Petrobrás – Produção de petróleo e LGN (2000 – 2012)

(Em milhares de barris/dia)

Ano	Produção no mar			Produção em terra	Total Brasil	Taxa de crescimento (%)
	Bacia de Campos	Outras bacias	Total mar			
2000	992,0	49,0	1.041,0	230,0	1.271,0	-
2001	1.053,0	44,0	1.097,0	239,0	1.336,0	5,1
2002	1.214,7	42,6	1.257,4	242,7	1.500,1	12,3
2003	1.252,4	39,4	1.291,7	248,4	1.540,1	2,7
2004	1.203,8	38,3	1.242,1	250,6	1.492,7	-3,1
2005	1.404,7	35,9	1.440,6	243,4	1.684,0	12,8
2006	1.468,3	77,4	1.545,7	232,0	1.777,7	5,6
2007	1.475,3	87,7	1.563,1	229,0	1.792,1	0,8
2008	1.546,8	86,5	1.633,3	221,3	1.854,7	3,5
2009	1.693,6	61,3	1.754,8	216,0	1.970,8	6,3
2010	1.676,8	113,4	1.790,2	213,8	2.003,9	1,7
2011	1.677,0	131,6	1.808,5	213,2	2.021,7	0,9
2012	1.618,6	150,4	1.769,0	211,1	1.980,0	-2,1

Fonte: Petrobras ([www.investidorpetrobras.com.br-destaques operacionais](http://www.investidorpetrobras.com.br-destaques-operacionais)).

Tabela 10
Brasil – Produção de petróleo (1950 – 2011)¹

Ano	Milhares de barris/dia	Taxa de crescimento (%)	Ano	Milhares de barris/dia	Taxa de crescimento (%)
1950	0,9	-	1981	213,4	17,2
1951	1,9	111,0	1982	259,9	21,8
1952	2,0	7,9	1983	329,5	26,8
1953	2,5	22,8	1984	461,7	40,1
1954	2,7	8,5	1985	546,3	18,3
1955	5,5	102,8	1986	572,1	4,7
1956	11,1	100,8	1987	565,7	-1,1
1957	27,7	149,1	1988	555,5	-1,8
1958	51,9	87,2	1989	595,3	7,2
1959	64,7	24,7	1990	630,5	5,9
1960	81,1	25,4	1991	622,9	-1,2
1961	95,4	17,6	1992	627,4	0,7
1962	91,5	-4,0	1993	640,2	2,0
1963	97,9	6,9	1994	665,0	3,9
1964	91,3	-6,8	1995	689,6	3,7
1965	94,1	3,1	1996	782,4	13,5
1966	116,3	23,6	1997	838,3	7,1
1967	146,6	26,1	1998	971,7	15,9
1968	161,1	9,8	1999	1.098,0	13,0
1969	172,7	7,2	2000	1.234,6	12,4
1970	164,3	-4,9	2001	1.292,8	4,7
1971	170,5	3,8	2002	1.454,4	12,5
1972	167,4	-1,9	2003	1.496,1	2,9
1973	170,2	1,7	2004	1.481,4	-1,0
1974	177,4	4,2	2005	1.633,6	10,3
1975	172,0	-3,1	2006	1.722,7	5,5
1976	167,2	-2,8	2007	1.748,0	1,5
1977	160,8	-3,8	2008	1.817,2	4,0
1978	160,3	-0,3	2009	1.950,4	7,3
1979	165,6	3,3	2010	2.054,7	5,3
1980	182,0	9,9	2011	2.105,4	2,5

Fonte: Agência Nacional do Petróleo (ANP). ¹ Os dados incluem gás condensado e não incluem LGN.

Tabela 11
Brasil – Produção de petróleo e gás natural (1950 – 2011)¹

Ano	Milhares de barris em óleo equivalente (boe/dia)	Taxa de crescimento (%)	Ano	Milhares de barris em óleo equivalente (boe/dia)	Taxa de crescimento (%)
1950	1,0	-	1981	256,3	16,5
1951	2,0	106,2	1982	312,7	22,0
1952	2,2	6,4	1983	398,7	27,5
1953	3,0	36,7	1984	545,8	36,9
1954	3,8	29,0	1985	640,7	17,4
1955	6,6	72,6	1986	670,5	4,7
1956	12,6	90,0	1987	668,0	-0,4
1957	30,4	142,2	1988	656,4	-1,7
1958	57,0	87,4	1989	700,2	6,7
1959	72,1	26,4	1990	738,7	5,5
1960	90,3	25,3	1991	736,6	-0,3
1961	104,5	15,7	1992	747,6	1,5
1962	100,4	-3,9	1993	767,0	2,6
1963	106,6	6,2	1994	797,9	4,0
1964	100,4	-5,8	1995	828,6	3,9
1965	105,9	5,4	1996	940,4	13,5
1966	129,9	22,7	1997	1.007,6	7,1
1967	161,9	24,6	1998	1.157,6	14,9
1968	178,0	9,9	1999	1.302,3	12,5
1969	194,2	9,1	2000	1.463,5	12,4
1970	186,1	-4,2	2001	1.534,0	4,8
1971	190,8	2,5	2002	1.721,9	12,3
1972	188,7	-1,1	2003	1.768,2	2,7
1973	190,5	1,0	2004	1.773,9	0,3
1974	203,1	6,6	2005	1.938,6	9,3
1975	200,0	-1,5	2006	2.027,9	4,6
1976	195,4	-2,3	2007	2.060,8	1,6
1977	192,0	-1,8	2008	2.189,3	6,2
1978	193,7	0,9	2009	2.314,7	5,7
1979	198,3	2,4	2010	2.450,0	5,8
1980	220,0	11,0	2011	2.520,2	2,9

Fonte: Agência Nacional do Petróleo (ANP). ¹ Os dados incluem gás condensado e não incluem LGN.

Tabela 12
Brasil – Reservas provadas de petróleo, por localização (terra e mar) e Unidades da Federação (2002 – 2011)¹

Unidades da Federação	Localização	Reservas provadas de petróleo (milhões de barris)										Participação 2011 (%)
		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	
Brasil		9.804,6	10.601,9	11.243,3	11.772,6	12.181,6	12.623,8	12.801,4	12.875,7	14.246,3	15.049,9	100,0
Subtotal	Terra	927,0	934,5	864,5	882,7	904,9	886,4	895,8	938,6	916,3	915,2	6,1
	Mar	8.877,6	9.667,4	10.378,8	10.890,0	11.276,8	11.737,5	11.905,6	11.937,1	13.330,0	14.134,7	93,9
Amazonas	Terra	114,5	110,6	100,0	91,9	96,7	102,7	107,6	114,0	104,4	102,6	0,7
Ceará	Terra	6,2	5,7	6,8	6,3	5,5	8,4	10,4	15,3	15,4	14,1	0,1
	Mar	70,0	67,1	70,1	71,3	69,5	57,5	58,9	58,9	47,8	49,1	0,3
Rio Grande do Norte	Terra	259,2	260,3	250,2	259,4	263,0	264,6	265,1	266,3	254,6	252,1	1,7
	Mar	69,8	71,6	67,4	80,7	79,6	98,1	98,1	105,4	120,5	121,0	0,8
Alagoas	Terra	12,1	11,4	10,9	11,8	11,3	8,7	6,9	5,8	5,2	10,5	0,1
	Mar	1,3	1,4	1,6	1,2	0,9	0,7	0,6	0,7	0,8	0,7	0,0
Sergipe	Terra	204,8	220,0	223,3	230,0	226,6	231,8	226,4	242,4	250,7	246,3	1,6
	Mar	27,9	21,1	36,1	37,8	38,1	34,6	35,0	26,2	31,6	28,4	0,2

continua

continuação

Unidades da Federação	Localização	Reservas provadas de petróleo (milhões de barris)										Participação 2011 (%)
		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	
Bahia	Terra	212,3	211,6	214,8	228,6	241,1	216,1	228,6	241,9	241,1	255,9	1,7
	Mar	2,9	2,2	2,3	2,3	3,5	37,8	59,6	69,4	65,8	69,7	0,5
Espírito Santo	Terra	118,0	114,9	58,4	54,6	60,7	54,1	50,8	53,0	44,8	33,6	0,2
	Mar	499,8	609,7	1.205,6	1.126,1	1.286,5	1.277,1	1.275,5	1.240,8	1.297,8	1.305,5	8,7
Rio de Janeiro ²	Mar	8.174,4	8.854,1	8.931,1	9.532,6	9.762,2	10.177,9	10.328,5	10.381,9	11.707,3	12.143,3	80,7
São Paulo	Mar	4,5	4,0	39,9	19,2	23,8	27,6	23,9	24,2	26,1	384,4	2,6
Paraná ³	Terra	-	-	-	-	-	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0
	Mar	26,9	23,7	14,8	10,7	6,2	21,3	20,7	24,4	27,0	27,3	0,2
Santa Catarina ⁴	Mar	-	12,5	9,9	8,2	6,6	4,8	4,8	5,3	5,3	5,3	0,0

Fonte: Agência Nacional do Petróleo (ANP).

Notas: 1. Reservas em 31/12 dos anos de referência.

2. Inclui gás condensado.

3. Inclui as reservas dos campos cujos Planos de Desenvolvimento estão em análise.

4. As reservas do campo de Romador e Frade estão apropriadas totalmente no Estado do Rio de Janeiro por simplificação.

5. As reservas do campo de Caravela estão apropriadas totalmente no Estado do Paraná por simplificação.

6. As reservas do campo de Tubarão estão apropriadas totalmente no Estado de Santa Catarina por simplificação.

Tabela 13
Brasil – Produção anual de petróleo, por localização (terra e mar) e Unidades da Federação - Em mil barris (2002 – 2011)¹

Unidades da Federação	Localização	Produção anual de petróleo (mil barris)										Participação 2011 (%)
		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	
Brasil		530.855	546.080	540.717	596.255	628.797	638.018	663.275	711.883	749.954	768.471	100,0
Subtotal	Terra	78.952	79.738	78.632	74.962	70.841	69.893	66.337	65.465	65.973	66.441	8,65
	Mar	451.902	466.342	462.085	521.292	557.957	568.126	596.938	646.418	683.981	702.029	91,35
Amazonas	Terra	15.914	15.410	15.541	14.376	13.062	12.276	11.657	12.351	13.030	12.683	1,65
Ceará	Terra	828	997	806	593	559	668	699	761	674	567	0,07
	Mar	4.207	4.419	4.176	3.796	3.250	3.098	2.788	2.539	2.261	2.051	0,27
Rio Grande do Norte	Terra	25.038	24.658	24.774	23.031	20.435	19.676	19.208	18.295	17.868	18.595	2,42
	Mar	3.810	3.917	4.319	4.153	3.731	3.141	3.124	3.012	2.914	2.808	0,37
Alagoas	Terra	2.446	2.586	2.477	2.572	2.935	2.897	2.139	2.246	2.030	1.896	0,25
	Mar	277	190	196	186	162	126	109	96	85	108	0,01
Sergipe	Terra	9.681	10.840	11.433	11.909	12.044	12.889	12.371	12.583	12.020	11.745	1,53
	Mar	3.251	2.650	2.530	2.307	2.300	2.404	4.823	3.515	3.063	3.586	0,47

continua

continuação

Unidades da Federação	Localização	Produção anual de petróleo (mil barris)										Participação 2011 (%)
		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	
Bahia	Terra	16.061	16.064	16.324	16.144	15.703	15.525	15.156	14.642	15.551	15.776	2,05
	Mar	-	-	-	-	-	134	284	338	343	247	0,03
Espírito Santo	Terra	8.984	9.183	7.278	6.338	6.103	5.963	5.108	4.587	4.801	5.179	0,67
	Mar	1.138	6.617	4.407	5.945	16.759	36.197	37.133	31.371	75.232	110.689	14,40
Rio de Janeiro	Mar	438.292	446.238	443.156	501.772	529.627	520.922	547.348	605.213	594.804	568.557	73,99
São Paulo	Mar	578	534	509	514	457	724	302	333	5.278	13.984	1,82
Paraná	Mar	349	1.777	2.793	2.619	1.670	1.380	1.029	-	-	-	0,00

Fonte: Agência Nacional do Petróleo (ANP).

¹ Inclui gás condensado.

Tabela 14

Brasil – Produção anual de petróleo, por corrente, Bacias Sedimentares e Unidades da Federação, em m³ (2011)¹

Bacia Sedimentar	Unidades da Federação	Corrente de Petróleo	Densidade (Grau API)	Teor de S (% peso)	Produção(m ³)	Participação (%)
	Brasil		24,36	0,54	122.176.869,1	100,0
Solimões	Amazonas	Urucu	48,50	0,05	2.016.486,7	1,7
Ceará	Ceará	Ceará Mar	29,50	0,39	326.038,7	0,3
Potiguar		Fazenda Belém	12,70	1,23	90.186,5	0,1
Potiguar	Rio Grande do Norte	Cardeal	28,50	0,27	17.720,7	0,0
		Colibri	33,80	0,16	1.666,1	0,0
		João de Barro	45,20	0,05	1.776,9	0,0
		Periquito	27,90	0,04	1.087,1	0,0
		Pescada	49,50	0,03	23.448,2	0,0
		RGN Mistura	30,60	0,29	3.356.975,8	2,7
		Rolinha	22,50	0,04	148,0	0,0
Alagoas	Alagoas	Alagoano	42,20	0,06	297.074,6	0,2
		Tabuleiro	30,07	0,32	21.534,2	0,0
Sergipe	Sergipe	Harpia	13,30	0,56	232,9	0,0
		Piranema	43,40	0,15	374.235,4	0,3
		Sergipano Terra	24,80	0,42	1.864.967,7	1,5
		Sergipano Mar	43,70	0,14	183.968,2	0,2
		Sergipe Vaza Barris	17,60	0,37	10,4	0,0
		Tartaruga	40,90	0,03	11.985,0	0,0
		Tigre	33,80	0,33	2.150,7	0,0
Recôncavo	Bahia	Bahiano Mistura	36,50	0,06	2.510.696,9	2,1
		Canário	30,70	0,17	12.086,5	0,0
		Fazenda São Estevão	35,20	0,02	12.661,2	0,0
		Lagoa do Paulo Norte	38,06	0,06	9.297,6	0,0
		Uirapuru	38,40	0,03	2.706,4	0,0

continua

continuação

Bacia Sedimentar	Unidades da Federação	Corrente de Petróleo	Densidade (Grau API)	Teor de S (% peso)	Produção(m³)	Participação (%)
Espírito Santo	Espírito Santo	Camarupim	51,50	0,02	199.940,2	0,2
		Espírito Santo	24,80	0,31	438.145,5	0,4
		Fazenda Alegre	13,20	0,31	389.215,9	0,3
		Golfinho	28,80	0,13	1.820.985,9	1,5
		Peroá	50,40	0,01	76.113,6	0,1
Campos		Cachalote	22,10	0,48	4.611.915,9	3,8
		Jubarte	19,30	0,52	7.486.520,6	6,1
		Ostra	23,70	0,23	3.398.531,3	2,8
Campos	Rio de Janeiro	Albacora	28,30	0,44	4.212.937,0	3,4
		Albacora Leste	20,00	0,59	3.477.207,4	2,8
		Barracuda	25,00	0,52	6.876.937,1	5,6
		Bijupirá	27,40	0,44	804.744,5	0,7
		Cabiúnas Mistura	25,50	0,47	8.435.899,6	6,9
		Caratinga	25,00	0,50	2.947.591,0	2,4
		Espadarte	22,10	0,45	1.465.998,3	1,2
		Frade	20,60	0,71	4.147.926,6	3,4
		Marlim	19,60	0,67	12.397.296,7	10,1
		Marlim Leste	24,70	0,55	9.135.664,7	7,5
		Marlim Sul	23,10	0,67	14.181.362,4	11,6
		Polvo	19,90	1,11	1.518.040,0	1,2
		Peregrino	13,70	1,80	912.097,9	0,7
Roncador	24,10	0,62	16.454.672,6	13,5		
Salema	28,70	0,45	360.673,4	0,3		
Santos		TLD de Aruanã	24,70	0,76	356.940,8	0,3
		Piloto de Lula	28,50	0,38	2.094.684,4	1,7
		Tambaú-Uruguaá	32,60	0,13	612.465,5	0,5
Santos	São Paulo	Condensado de Merluza	58,30	0,04	148.868,4	0,1
		Condensado Mexilhão	47,20	0,01	69.774,6	0,1
		TLD de Carioca Nordeste	23,60	0,56	267.411,8	0,2
		TLD de Guará	29,50	0,38	362.571,9	0,3
		TLD de Tiro	33,00	0,25	1.374.591,3	1,1

Fonte: Agência Nacional do Petróleo (ANP).

¹ Inclui gás condensado.

Tabela 15
Brasil – Distribuição da produção de petróleo e gás natural por Bacia
(Dezembro 2011)

Bacia	Petróleo (barris/dia)	Gás Natural (Mm ³ /dia)	Produção Total (boe/dia)
Campos	1.847.519	27.113	2.018.056
Santos	128.982	10.244	193.415
Solimões	33.764	11.634	106.940
Espírito Santo	45.554	8.546	99.312
Potiguar	60.515	1.240	68.316
Sergipe	42.835	2.918	61.186
Recôncavo	42.710	2.578	58.923
Camamu	468	5.215	33.271
Alagoas	4.964	1.712	15.733
Ceará	6.606	90	7.171
Tucano Sul	12	69	449
Total	2.213.929	71.359	2.662.772

Fonte: Agência Nacional do Petróleo (ANP) – Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural, fev.2012.

Tabela 16
Brasil – Número de poços produtores de petróleo e de gás natural, por localização (terra e mar) e Unidades da Federação (2002 – 2011)

Unidades da Federação	Localização	Número de poços produtores de petróleo e de gás natural										Participação 2011 (%)
		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	
Brasil		8.933	9.209	7.800	8.002	8.287	8.396	8.539	8.560	8.955	9.043	100,0
Subtotal	Terra	8.148	8.439	7.095	7.277	7.523	7.615	7.760	7.761	8.131	8.274	91,5
	Mar	785	770	705	725	764	781	779	799	824	769	8,5
Alagoas	Terra	186	174	181	196	211	210	178	181	183	175	1,9
	Mar	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0,0
Amazonas	Terra	68	70	56	57	55	53	60	63	55	56	0,6
Bahia	Terra	1.853	1.947	1.842	1.823	1.783	1.779	1.735	1.734	1.684	1.722	19,0
	Mar	27	27	21	5	5	8	8	10	9	9	0,1
Ceará	Terra	409	459	402	382	423	413	495	423	437	447	4,9
	Mar	68	64	45	47	48	53	44	39	41	37	0,4

continua

Petróleo em águas profundas
Uma história tecnológica da PETROBRAS na exploração e produção *offshore*

continuação

Unidades da Federação	Localização	Número de poços produtores de petróleo e de gás natural										Participação 2011 (%)
		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	
Espírito Santo	Terra	393	425	381	353	328	306	282	254	285	295	3,3
	Mar	4	4	4	4	11	18	19	17	38	43	0,5
Paraná	Mar	-	3	3	3	2	2	1	-	-	-	0,0
Rio de Janeiro	Mar	498	486	475	503	528	524	529	554	555	522	5,8
Rio Grande do Norte	Terra	3.863	3.940	2.972	3.161	3.355	3.405	3.569	3.529	3.808	3.864	42,7
	Mar	109	109	79	97	98	101	100	103	103	89	1,0
São Paulo	Mar	6	6	5	5	5	5	4	5	7	7	0,1
Sergipe	Terra	1.376	1.424	1.261	1.305	1.368	1.449	1.441	1.577	1.679	1.716	19,0
	Mar	72	70	72	60	66	69	73	70	70	61	0,7

Fonte: Agência Nacional do Petróleo (ANP).

Tabela 17
Brasil – Refinarias – Capacidade de refino (2011)

Refinaria	Município (UF)	Início de operação	Capacidade Nominal	Capacidade Nominal
			m³/dia	barris/dia ¹
Total			336.394	2.115.918
REPLAN - Refinaria de Paulínia	Paulínia (SP)	1972	66.000	415.140
RLAM - Refinaria Landulpho Alves	São Francisco do Conde (BA)	1950	44.500	279.905
REVAP - Refinaria Henrique Lage	São José dos Campos (SP)	1980	40.000	251.600
REDUC - Refinaria Duque de Caxias	Duque de Caxias (RJ)	1961	38.500	242.165
REPAR - Refinaria Presidente Getúlio Vargas	Araucária (PR)	1977	35.000	220.150
REFAP - Refinaria Alberto Pasqualini S.A.	Canoas (RS)	1968	32.000	201.280
RPBC - Refinaria Presidente Bernardes	Cubatão (SP)	1955	27.000	169.830
REGAP - Refinaria Gabriel Passos	Betim (MG)	1968	24.000	150.960
RECAP - Refinaria de Capuava	Mauá (SP)	1954	8.500	53.465
REMAN - Refinaria Isaac Sabbá	Manaus (AM)	1956	7.300	45.917
RPCC - Refinaria Potiguar Clara Camarão	Guamaré (RN)	2000	5.600	35.224
RIOGRANDENSE - Refinaria de Petróleo Riograndense S.A.	Rio Grande (RS)	1937	2.705	17.014
MANGUINHOS - Refinaria de Petróleos de Manguinhos S.A.	Rio de Janeiro (RJ)	1954	2.200	13.838
LUBNOR - Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste	Fortaleza (CE)	1966	1.300	8.177
UNIVEN - Univen Refinaria de Petróleo Ltda.	Itupeva (SP)	2007	1.456	9.158
DAX OIL - Dax Oil Refino S.A.	Camaçari (BA)	2008	333	2.095

Fonte: Agência Nacional do Petróleo (2012).

¹Conversão do autor

Tabela 18
Brasil – Refinarias – Evolução da capacidade de refino (2002 – 2011)

Refinarias (Unidade da Federação)	Capacidade de refino (m ³ /dia)									
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Total ¹	311.928	322.278	322.278	324.978	324.978	328.078	330.153	332.703	332.703	336.394
Riograndense (RS)	2.700	2.700	2.700	2.700	2.700	2.700	2.700	2.700	2.700	2.705
Lubnor (CE)	1.000	1.000	1.000	1.100	1.100	1.100	1.300	1.300	1.300	1.300
Manguiinhos (RJ)	2.200	2.200	2.200	2.200	2.200	2.200	2.200	2.200	2.200	2.200
Recap (SP)	8.500	8.500	8.500	8.500	8.500	8.500	8.500	8.500	8.500	8.500
Reduc (RJ)	38.500	38.500	38.500	38.500	38.500	38.500	38.500	38.500	38.500	38.500
Refap (RS)	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000	32.000
Regap (MG)	24.000	24.000	24.000	24.000	24.000	24.000	24.000	24.000	24.000	24.000
Reman (AM)	7.300	7.300	7.300	7.300	7.300	7.300	7.300	7.300	7.300	7.300
Repar (PR)	30.000	30.000	30.000	30.000	30.000	32.000	35.000	35.000	35.000	35.000
Replan (SP)	56.000	58.000	58.000	58.000	58.000	58.000	61.000	66.000	66.000	66.000
Revap (SP)	36.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000	40.000
RLAM (BA) ²	47.000	51.350	51.350	51.350	51.350	51.350	46.950	44.500	44.500	44.500
RPBC (SP)	27.000	27.000	27.000	27.000	27.000	27.000	27.000	27.000	27.000	27.000

continua

continuação	Refinarias (Unidade da Federação)	Capacidade de refino (m ³ /dia)												
		2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011			
	RPCC (RN)	1.728	1.728	1.728	4.328	4.328	4.328	4.328	4.328	4.328	4.328	4.328	4.328	5.600
	Univen (SP)	-	-	-	-	-	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.100	1.456
	Dax Oil (BA)	-	-	-	-	-	-	275	275	275	275	275	275	333
	Total ¹ (m ³ /dia-calendário)	296.332	306.164	306.164	308.729	308.729	311.674	313.645	316.068	316.068	316.068	316.068	316.068	319.574
	Fator de Utilização ⁴ (%)	87,7	84,1	90,0	89,6	90,0	91,1	89,9	91,1	91,1	91,9	91,9	92,8	

Fonte: Agência Nacional do Petróleo (ANP).

¹Capacidade nominal em m³/dia.

²A RLAM tem uma fábrica de asfalto com capacidade de 600 m³/dia.

³Capacidade de refino calendário-dia, considerando-se o fator médio de 95%.

⁴Fator de utilização das refinarias, considerando o petróleo processado no ano.

Tabela 19

Brasil – Volume de petróleo cru e outras cargas processadas nas refinarias, por origem - nacional e importado (2011)

Refinarias (Unidade da Federação)	Volume de carga processada (barris/dia)				Porcentagem de importados
	Total geral	Petróleo		Outras cargas ³	
		Nacional ¹	Importado ²		
Total	1.866.071	1.476.585	354.629	34.857	19,0
Manguinhos (RJ)	10.062	28	8.647	1.387	85,9
Riograndense (RS)	15.121	13.074	2.047	-	13,5
Lubnor (CE)	6.971	6.931	-	40	0,0
Recap (SP)	42.937	39.104	3.788	45	8,8
Reduc (RJ)	217.471	118.395	92.867	6.209	42,7
Refap (RS)	150.026	76.069	71.989	1.968	48,0
Regap (MG)	133.548	128.043	603	4.902	0,5
Reman (AM)	42.795	42.432	-	363	0,0
Repar (PR)	194.448	134.258	59.233	957	30,5
Replan (SP)	379.309	301.656	71.494	6.159	18,8
Revap (SP)	241.965	219.152	20.933	1.880	8,7
RLAM (BA)	239.096	221.755	7.524	9.818	3,1
RPBC (SP)	151.751	141.069	10.149	533	6,7
RPCC (RN)	34.280	34.264	-	16	0,0
Univen (SP)	5.220	106	4.587	527	87,9
Dax Oil (BA)	1.070	249	767	54	71,7

Fonte: Agência Nacional do Petróleo, com dados das refinarias de Manguinhos, Riograndense, Univen, Dax Oil e Petrobras/Abastecimento.

¹Inclui petróleo, gás condensado e C₅⁺.

²Inclui petróleo e condensado.

³Inclui resíduos de petróleo, resíduos de terminais e resíduos de derivados que são reprocessados nas unidades de destilação atmosférica juntamente com as cargas de petróleo e condensado.

Tabela 20
Brasil – Exportações e importações de petróleo em barris/dia (2000 – 2011)

Ano	Exportação	Importação	Saldo
2000	18.681	398.084	(379.403)
2001	110.778	416.937	(306.159)
2002	234.961	380.071	(145.110)
2003	241.771	343.932	(102.161)
2004	230.827	463.768	(232.941)
2005	274.494	378.667	(104.173)
2006	368.044	360.297	7.747
2007	421.404	437.352	(15.948)
2008	433.179	408.789	24.390
2009	525.641	393.187	132.454
2010	631.485	338.763	292.722
2011	604.517	331.853	272.664

Fonte: Agência Nacional do Petróleo (ANP).

Tabela 21
Brasil – Valor das exportações e importações de petróleo bruto, em US\$ milhões (2000 – 2011)

Ano	Receita com exportação	Despesa com importação	Saldo
2000	158,6	4.305,6	(4.147,0)
2001	720,9	3.969,6	(3.248,7)
2002	1.691,4	3.418,0	(1.726,6)
2003	2.121,9	3.820,1	(1.698,2)
2004	2.527,7	6.743,6	(4.215,9)
2005	4.164,4	7.648,4	(3.484,0)
2006	6.894,3	9.088,0	(2.193,7)
2007	8.905,1	11.974,0	(3.068,9)
2008	13.682,8	16.572,6	(2.889,8)
2009	9.370,4	9.205,5	164,9
2010	16.293,2	10.096,5	6.196,7
2011	21.785,4	14.135,1	7.650,3

Fonte: Agência Nacional do Petróleo (ANP).

Tabela 22
Brasil – Valor das exportações e importações de derivados de petróleo
(2000 – 2011)

Ano	Receita com exportação	Despesa com importação	Saldo
2000	1.854,0	3.227,5	(1.373,5)
2001	2.498,4	2.838,4	(340,0)
2002	2.271,6	2.394,4	(122,8)
2003	2.916,9	2.225,9	691,0
2004	3.447,6	2.644,8	802,8
2005	5.242,3	3.335,9	1.906,4
2006	6.411,7	4.958,5	1.453,2
2007	7.682,5	6.937,8	744,7
2008	9.873,1	11.173,7	(1.300,6)
2009	5.998,3	5.571,5	426,8
2010	7.055,4	12.980,1	(5.924,7)
2011	9.479,9	19.403,0	(9.923,1)

Fonte: Agência Nacional do Petróleo, 2012.

Tabela 23
Brasil – Importação de derivados de petróleo energéticos e não energéticos, em m³ (2002 – 2011)

Derivados de petróleo	Importação (mil m ³)										Variação percentual 2011/2010 (%)
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	
Total	16.828,7	13.139,4	11.744,4	10.921,6	13.501,3	15.959,5	17.913,7	15.936,7	27.375,4	30.314,6	10,7
Energéticos	10.944,2	6.488,8	4.870,8	3.767,4	6.111,3	7.912,1	9.713,5	7.354,7	14.724,4	17.427,4	18,4
Gasolina A	164,1	181,7	55,4	71,2	28,2	10,0	0,2	0,0	505,1	2.186,8	332,9
Gasolina de aviação	-	3,9	1,7	-	-	-	-	3,1	6,2	6,1	-1,1
GLP ¹	3.355,4	2.039,9	1.880,1	947,6	1.585,5	1.794,6	2.188,8	2.556,7	3.122,6	3.389,7	8,6
Óleo combustível	59,2	93,0	130,4	52,9	251,7	116,9	198,3	10,2	160,7	709,4	341,4
Óleo diesel	6.369,9	3.818,4	2.694,7	2.371,3	3.545,1	5.099,4	5.829,3	3.515,0	9.007,0	9.332,8	3,6
QAV	995,6	352,0	108,5	324,5	700,8	891,2	1.496,9	1.269,6	1.922,8	1.802,7	-6,2
Não energéticos	5.884,5	6.650,6	6.873,6	7.154,2	7.390,0	8.047,4	8.200,2	8.582,1	12.651,0	12.887,1	1,9
Asfalto	0,9	1,2	4,4	6,5	8,0	7,8	4,8	29,5	249,9	91,0	-63,6
Coque	2.172,7	2.488,8	2.465,7	2.284,2	2.577,5	3.131,4	3.536,0	3.286,4	3.876,7	4.448,5	14,7
Nafta	3.253,0	3.196,1	3.235,3	4.275,2	4.278,2	4.176,7	3.593,7	4.119,6	6.714,0	7.129,6	6,2
Óleo lubrificante	245,2	225,0	270,5	340,0	289,9	435,5	565,3	459,3	787,0	731,1	-7,1
Parafina	19,9	18,8	9,3	5,3	12,0	21,4	23,3	35,0	46,7	55,3	18,5
Solvente	187,5	712,9	878,1	216,4	208,8	256,8	451,2	617,5	930,1	385,0	-58,6
Outros ²	5,4	7,8	10,3	26,6	15,6	17,7	25,9	34,8	46,7	46,7	0,0

Fonte: MDIC/Secex.

¹Inclui propano e butano.

²Inclui outros derivados não energéticos.

Tabela 24
Brasil - Produção anual de petróleo e gás natural por concessionária (2011)

Operador	Petróleo ¹ (barris)	Produção de gás natural (mil m ³)
Total	768.470.812,4	24.073.723,7
Petrobras	697.180.505,0	23.361.428,3
Chevron Frade	26.090.598,2	310.509,7
Shell Brasil	22.433.181,3	284.923,3
Statoil Brasil	9.548.523,0	18.400,4
Shell	6.274.212,9	64.691,6
BP Energy	4.176.073,2	9.659,2
Devon	1.561.053,2	4.173,3
Sonangol Starfish	303.753,2	1.584,6
Petrosynergy	242.409,0	5.279,7
Partex Brasil	121.943,7	38,8
Alvorada	106.184,8	1.682,3
W. Petróleo	77.801,8	349,7
UP Petróleo Brasil	75.385,8	1.231,2
Gran Tierra	69.052,5	1.209,6
Recôncavo E&P	58.891,9	219,9
Petrogal Brasil	51.885,1	125,6
UTC Engenharia	45.241,8	1.369,1
Severo Villares	13.528,0	373,2
Silver Marlin	8.498,0	270,2
Cheim	8.121,4	115,6
UTC Óleo e Gás	6.437,9	159,4
Norberto Odebrecht	4.202,7	13,4
Egesa	2.496,9	4,0
Vipetro	2.363,9	9,7
Central Resources	1.944,9	4,1

continua

continuação

Operador	Petróleo ¹ (barris)	Produção de gás natural (mil m ³)
Santana	1.837,2	23,4
Koch Petróleo	1.490,4	1,2
Nord	1.465,0	0,9
Genesis 2000	941,8	1,5
Panergy	337,5	5.869,9
Orteng	243,4	-
Allpetro	139,6	0,7
Ral	65,2	0,4
UFBA	2,4	-

Fonte: Agência Nacional do Petróleo, 2012.

¹Inclui gás condensado.

Tabela 25

Petrobras - Investimentos em Exploração e Produção de petróleo, Abastecimento e Outros – valores nominais em milhões de dólares (1954 – 2011)

Ano	E&P	Abastecimento	Outros	Total	Ano	E&P	Abastecimento	Outros	Total
1954	2	10	1	13	1983	2.380	175	10	2.565
1955	7	7	3	17	1984	1.540	111	13	1.664
1956	15	6	7	28	1985	1.538	157	13	1.708
1957	34	10	5	49	1986	1.786	233	16	2.035
1958	33	18	2	53	1987	2.009	486	18	2.513
1959	29	39	3	71	1988	1.430	631	34	2.095
1960	32	79	8	119	1989	1.145	618	23	1.786
1961	41	55	15	111	1990	1.306	407	216	1.929
1962	53	59	11	123	1991	1.399	495	161	2.055
1963	68	61	17	147	1992	1.573	636	183	2.392
1964	61	59	13	133	1993	1.530	481	184	2.195
1965	76	66	15	157	1994	1.511	573	267	2.351
1966	89	72	28	189	1995	1.628	1.147	352	3.127
1967	97	63	25	185	1996	1.664	1.079	399	3.142
1968	93	61	23	177	1997	1.849	955	439	3.243
1969	102	85	17	204	1998	2.564	830	734	4.128
1970	128	153	35	316	1999	2.316	532	660	3.508
1971	114	299	28	441	2000	2.869	590	373	3.832
1972	142	246	58	446	2001	2.675	514	538	3.727
1973	186	305	53	544	2002	2.868	858	702	4.428
1974	279	611	30	920	2003	3.021	1.530	822	5.373
1975	406	927	45	1.378	2004	4.309	1.335	1.000	6.644
1976	544	795	81	1.420	2005	5.758	1.349	2.156	9.263
1977	657	815	56	1.528	2006	7.041	1.922	3.231	12.194
1978	899	695	92	1.686	2007	10.684	5.409	3.779	19.872
1979	1.043	609	77	1.729	2008	14.279	6.540	4.917	25.736
1980	1.326	332	54	1.712	2009	15.928	9.349	6.710	31.987
1981	2.480	263	39	2.783	2010	18.600	16.169	5.936	40.705
1982	3.494	375	45	3.914	2011	20.405	16.133	3.995	40.533

Fonte: Petrobras ([www.investidorpetrobras.com.br-destaques operacionais](http://www.investidorpetrobras.com.br-destaques-operacionais)).

Tabela 26
Petrobras - Investimentos em Exploração e Produção de petróleo, Abastecimento e
Outros – valores a preços constantes de 2011, em milhões de dólares¹
(1954 – 2011)

Ano	E&P	Abastecimento	Outros	Total	Ano	E&P	Abastecimento	Outros	Total
1954	17	83	8	109	1983	5.373	395	23	5.791
1955	59	59	25	142	1984	3.333	240	28	3.602
1956	124	50	58	231	1985	3.213	328	27	3.569
1957	272	80	40	392	1986	3.662	478	33	4.172
1958	257	140	16	412	1987	3.976	962	36	4.973
1959	224	301	23	548	1988	2.719	1.200	65	3.983
1960	243	600	61	904	1989	2.077	1.121	42	3.240
1961	308	414	113	835	1990	2.248	701	372	3.320
1962	395	439	82	916	1991	2.311	818	266	3.394
1963	500	451	128	1.079	1992	2.523	1.020	293	3.836
1964	442	428	94	965	1993	2.382	749	286	3.418
1965	543	471	107	1.121	1994	2.293	870	405	3.568
1966	618	500	194	1.311	1995	2.403	1.693	520	4.616
1967	653	424	168	1.245	1996	2.385	1.546	572	4.503
1968	601	394	149	1.143	1997	2.590	1.338	615	4.543
1969	624	520	104	1.249	1998	3.535	1.144	1.012	5.692
1970	741	886	203	1.830	1999	3.125	718	890	4.733
1971	632	1.659	155	2.447	2000	3.744	770	487	5.000
1972	763	1.322	312	2.398	2001	3.395	652	683	4.731
1973	942	1.544	268	2.754	2002	3.583	1.072	877	5.532
1974	1.272	2.786	137	4.195	2003	3.689	1.868	1.004	6.562
1975	1.697	3.875	188	5.760	2004	5.124	1.587	1.189	7.900
1976	2.149	3.141	320	5.610	2005	6.622	1.551	2.479	10.653
1977	2.437	3.023	208	5.668	2006	7.846	2.142	3.600	13.588
1978	3.099	2.396	317	5.813	2007	11.581	5.863	4.096	21.541
1979	3.231	1.886	239	5.356	2008	14.912	6.830	5.135	26.877
1980	3.619	906	147	4.672	2009	16.701	9.803	7.036	33.539
1981	6.137	652	96	6.885	2010	19.195	16.686	6.126	42.008
1982	8.140	874	105	9.119	2011	20.405	16.133	3.995	40.533

Fonte: Petrobras ([www.investidorpetrobras.com.br-destaques operacionais](http://www.investidorpetrobras.com.br-destaques-operacionais)).

¹Atualização realizada na fonte.

Tabela 27

Brasil – Dependência externa ou autossuficiência em petróleo e derivados, como proporção do consumo aparente (2002 – 2011)

Especificação	Dependência externa de petróleo e seus derivados (mil m ³ /dia)									
	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Produção de petróleo (a) ¹	238,4	246,8	244,6	272,3	287,6	291,4	301,9	322,6	339,8	348,6
Importação líquida de petróleo (b) ²	23,1	16,2	36,9	16,6	-1,2	2,5	-3,9	-21,1	-46,5	-43,4
Importação líquida de derivados (c)	5,0	-5,1	-11,1	-13,9	-9,0	-4,6	5,3	2,1	37,2	46,0
Consumo aparente(d)=(a)+(b)+(c)	266,4	257,9	270,5	275,0	277,4	289,3	303,3	303,7	330,5	351,3
Dependência externa (e)=(d)-(a)	28,0	11,1	25,9	2,7	-10,2	-2,1	1,4	-18,9	-9,3	2,7
Dependência externa (e)/(d) %³	10,5	4,3	9,6	1,0	-3,7	-0,7	0,5	-6,2	-2,8	0,8

Fonte: Agência Nacional do Petróleo, 2012; dados consolidados pela ANP/SPP, com dados de importação e exportação de petróleo do MDIC/SECEX, exceto para os combustíveis para navios (bunker). Obs: os valores negativos na última linha da tabela indicam os anos em que ocorreu autossuficiência na produção de petróleo no Brasil.

¹ Inclui gás condensado e LGN. ² Inclui gás condensado.

³ Valores negativos indicam os anos em que ocorreu autossuficiência na produção de petróleo, como proporção do consumo nacional total.

ANEXO III

Imagens de Equipamentos e Sistemas de Produção de Petróleo

Figura 1
Plataformas flutuantes em operação em áreas petrolíferas – 2012

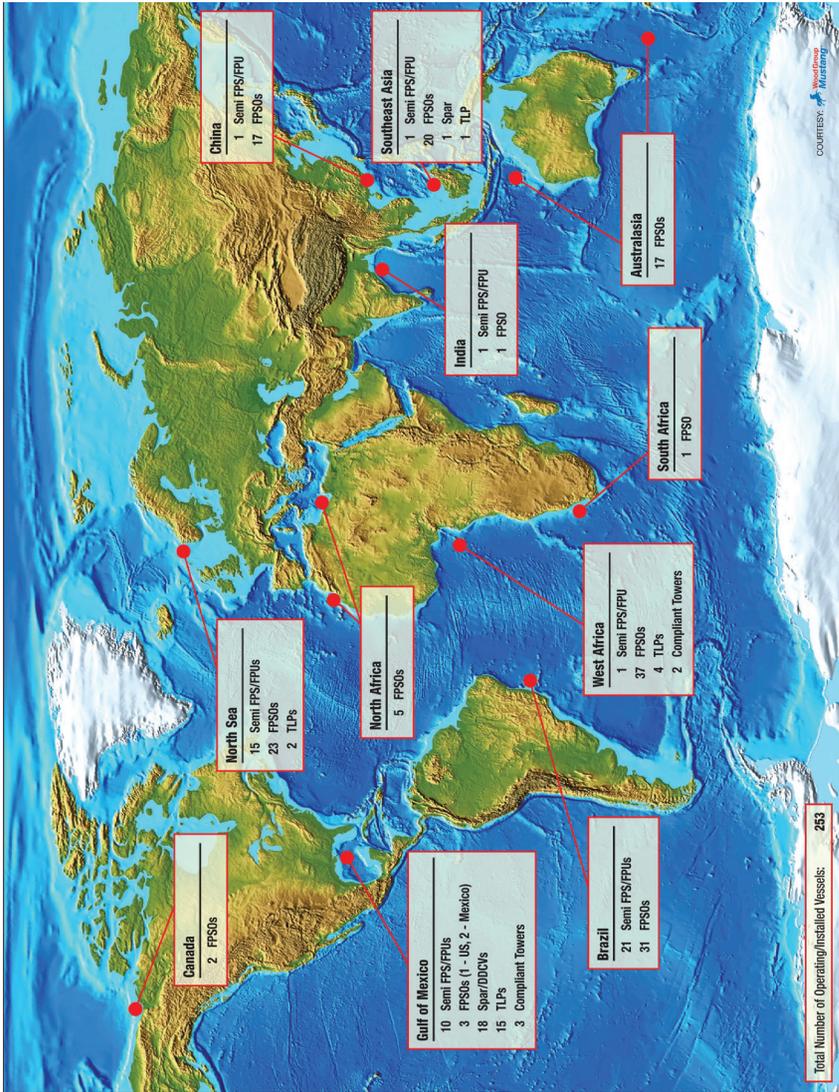


Figura 2
 Recordes mundiais na produção de petróleo *offshore* – 1979-2012

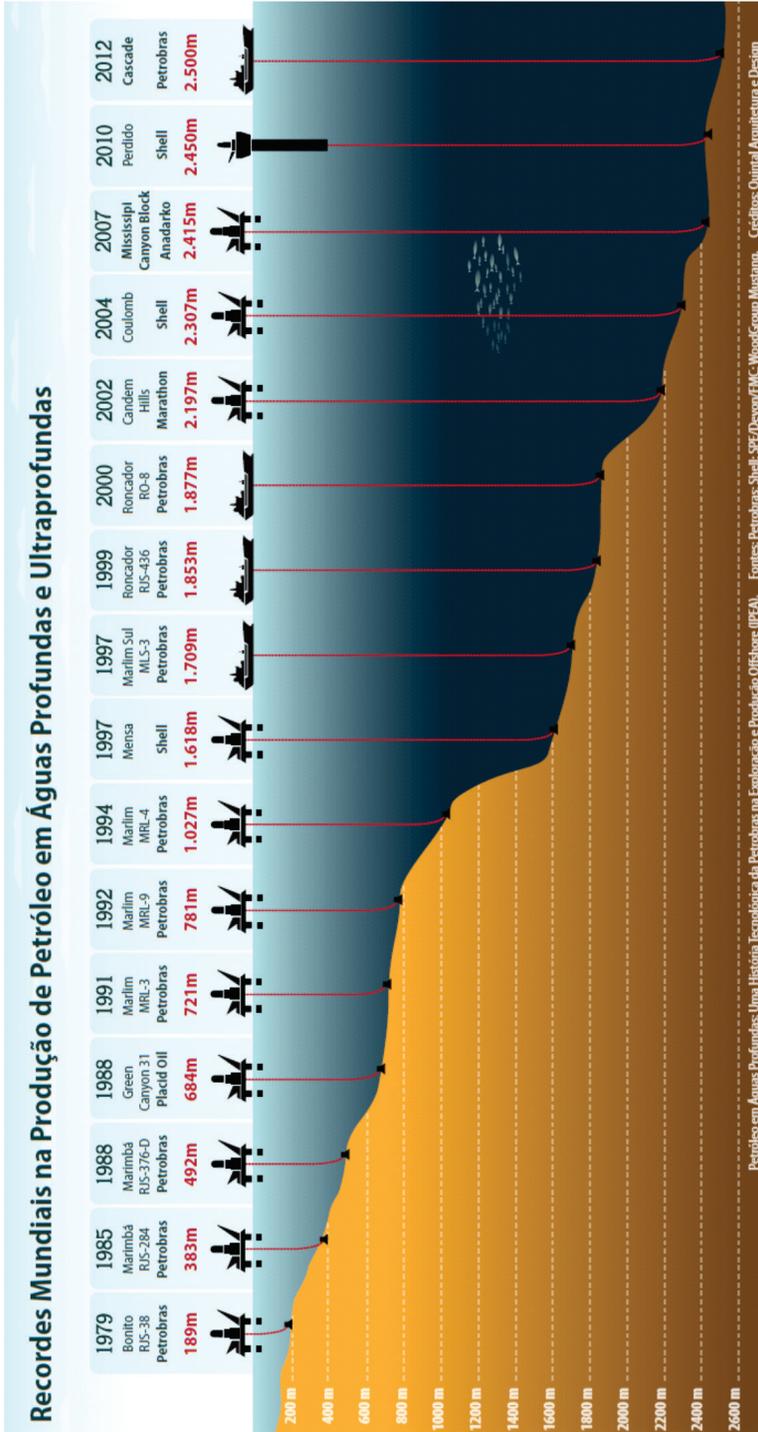


Figura 3
Árvore de natal molhada



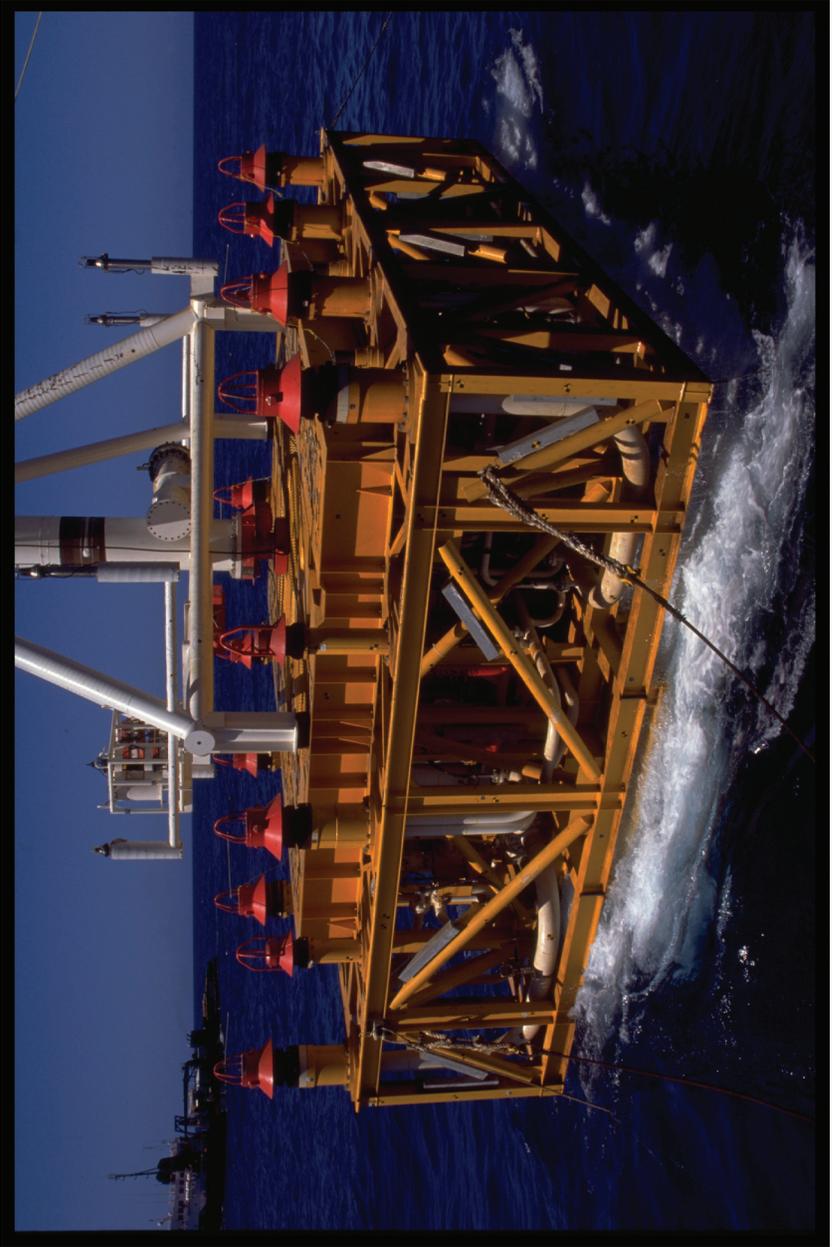


Figura 4
Manifolde

Figura 5
Árvore de natal, manifold e risers em sistema de produção de petróleo offshore

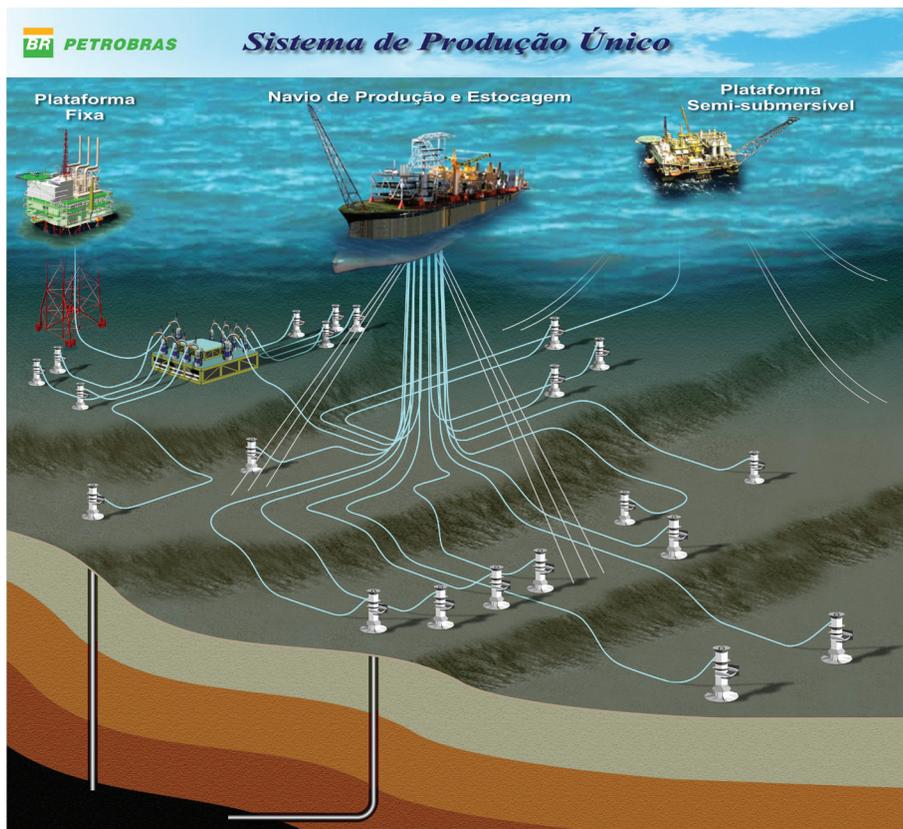


Figura 6
Veículo de Operação Remota - ROV



Figura 7
Maquete eletrônica da plataforma semissubmersível P-52

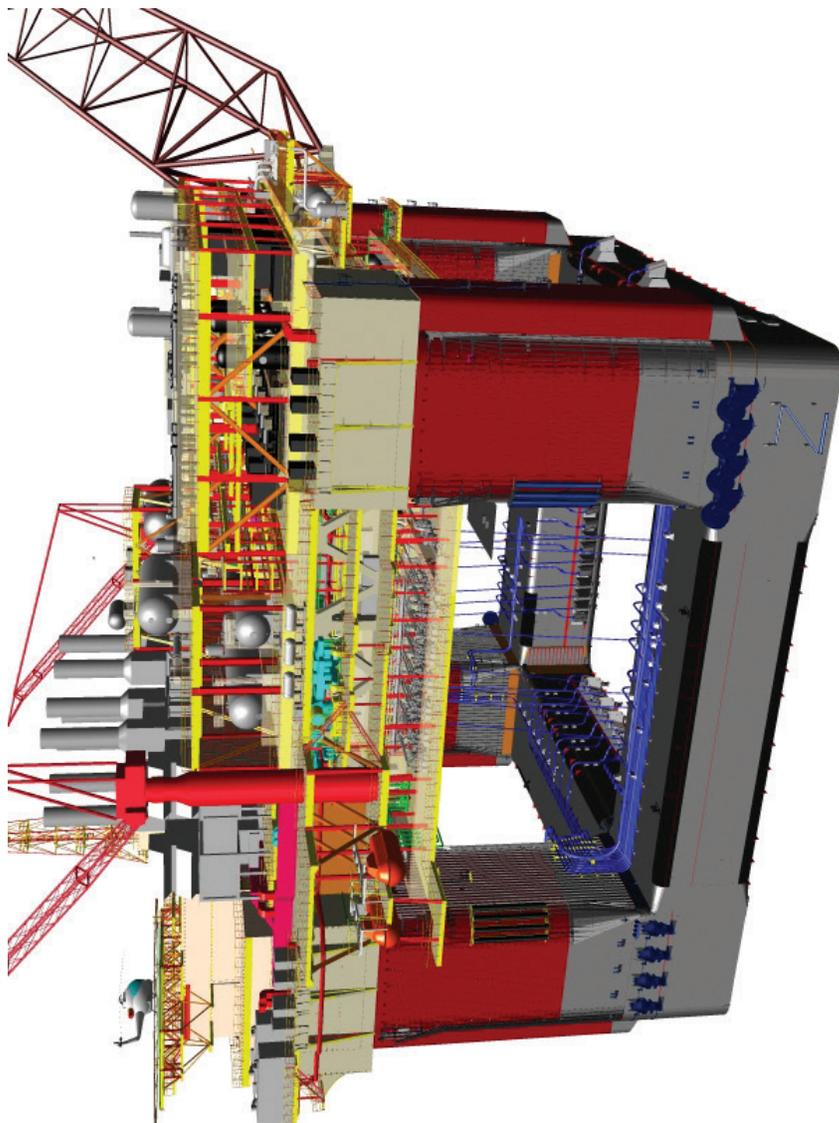
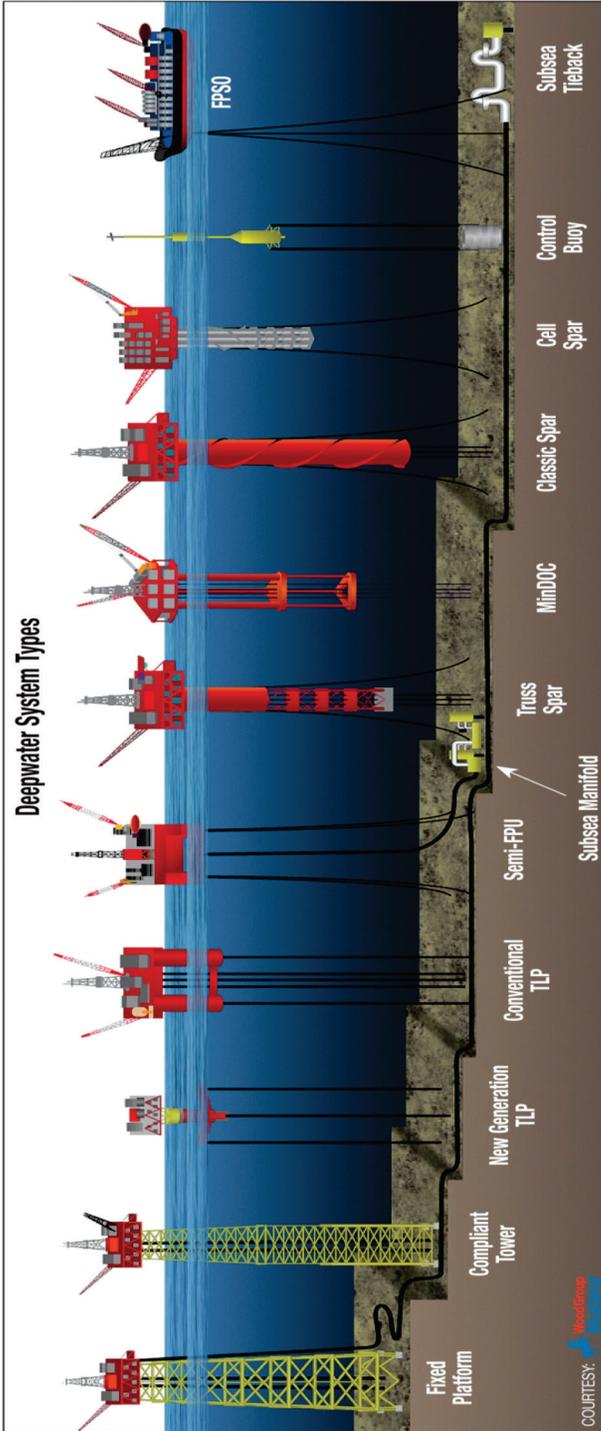


Figura 8
Tipos de plataformas de petróleo *offshore*



Créditos: WoodGroup Mustang

Figura 9
Plataformas: fixa, autoelevatória, semissubmersível e navio de produção e estocagem (FPSO)



Figura 10
Câmara submarina wellhead cellar do poço da plataforma fixa de Garoupa na Bacia de Campos



Figura 11
Sistema Flutuante de Produção de petróleo do Campo de Albacora

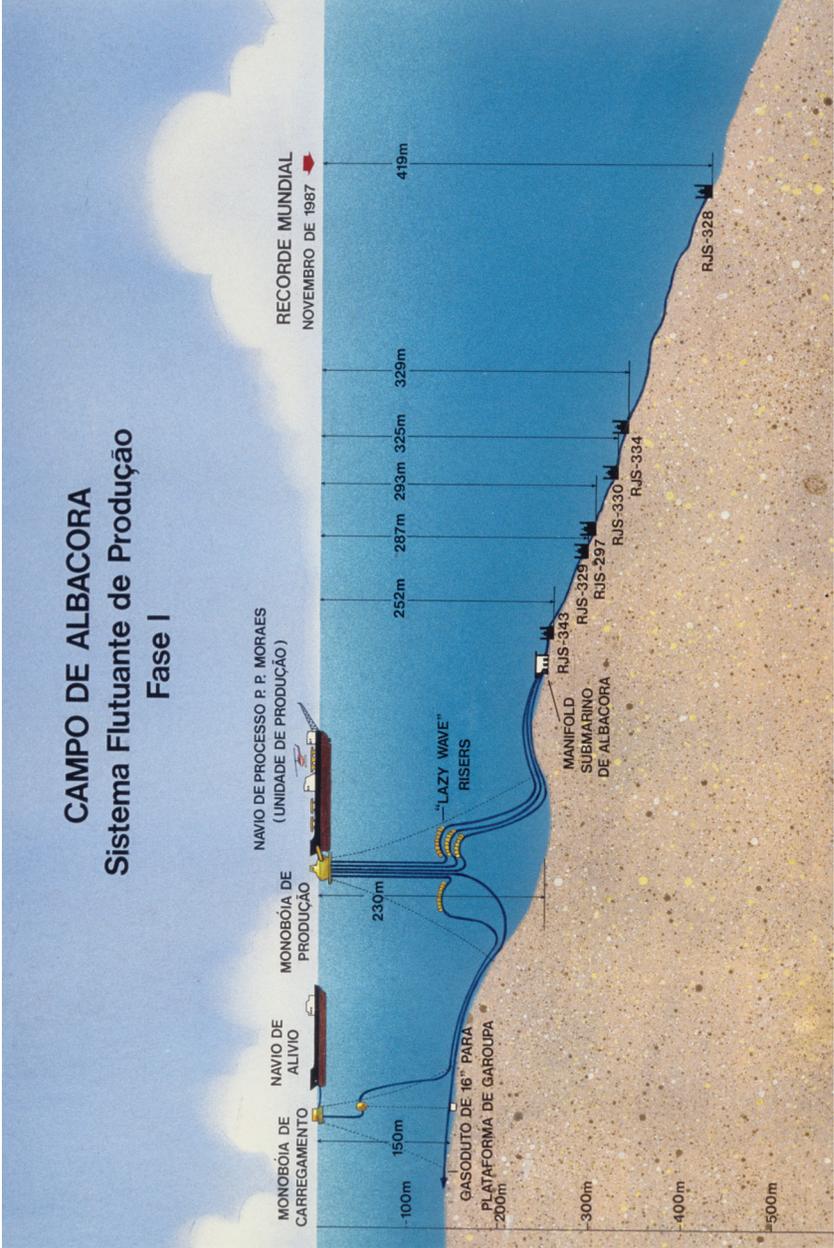
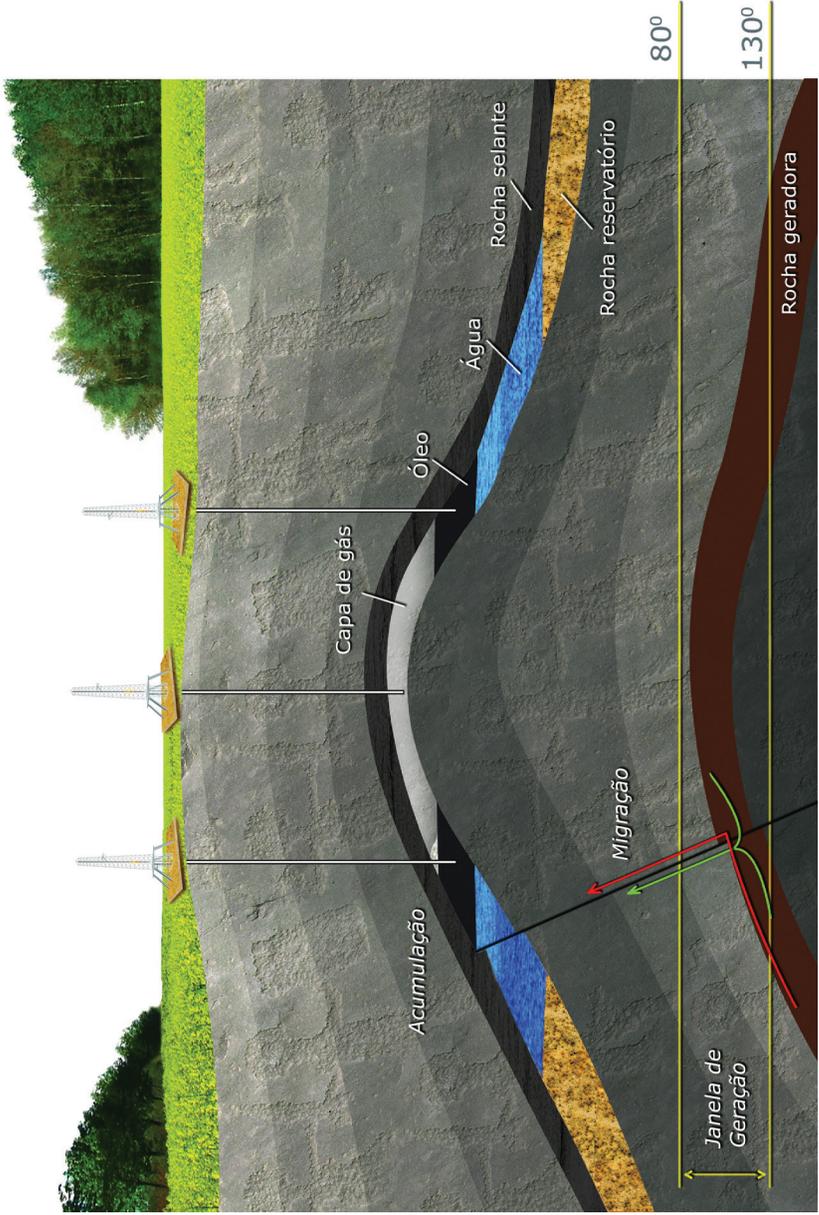


Figura 12
Plataforma semissubmersível P-51 no estaleiro



Fonte: Petrobras 30 Years of Offshore Technology

Figura 13
Geração, migração e aprisionamento de petróleo e gás em rochas sedimentares



“As diretrizes da Petrobras para a capacitação de recursos humanos caracterizaram-se por alguns elementos de importância fundamental para o desafio de desenvolver tecnologias próprias. A realização dos cursos em caráter permanente, a seleção de candidatos, o rigor técnico dos conteúdos programáticos e a execução rigorosa do treinamento proporcionaram um fluxo contínuo de pessoas capacitadas e de novos conhecimentos para os quadros técnicos da empresa. Constituiu-se, progressivamente, uma cultura técnica referenciada na excelência, elemento indispensável para a futura capacidade inovadora da companhia.” José Paulo Silveira - Superintendente do Cenpes/Petrobras - 1985 - 1989.

“Em 1984, a Petrobras estava à frente na curva de avanço em profundidades, com domínio inequívoco da tecnologia de projetos de até 400 metros de lâmina d’água; porém, com a descoberta dos campos de Albacora e Marlim, acima de 500 metros, tornou-se necessário dispor de tecnologia própria para vencer as águas profundas, em face da inexistência de equipamentos para se produzir petróleo àquelas profundidades. A maior parte da P&D requerida, cerca de 70%, iria se constituir de extensão tecnológica, e 30% de inovações, isto é, soluções tecnológicas novas.” João Carlos de Luca - Diretor de Exploração e Produção da Petrobras - 1990 - 1995.

ISBN 978-85-7811-159-5



9 788578 111595 >

Ipea - Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada

