

UM APPROACH EVOLUCIONÁRIO DA TRAJETÓRIA TECNOLÓGICA DO SEGMENTO OFFSHORE NA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO BRASILEIRO: OS DESAFIOS TECNOLÓGICOS DO PRÉ-SAL

MATHEUS GONÇALVES DA SILVA PERETA

Universidade Estadual de Campinas, Departamento de Política Científica e Tecnológica, Brasil, e-mail: matheusgoncalvessp@gmail.com

RESUMO

Este artigo explora os desafios tecnológicos associados ao setor de E&P de petróleo e gás natural na camada pré-sal enfrentados pela PETROBRAS. O objetivo é identificar uma possível mudança da trajetória tecnológica da companhia viabilizada pela rentabilidade das novas descobertas em convergência ao emprego de novos sistemas tecnológicos, apropriados às novas condições de produção. Para discutir a temática, revisa-se a literatura econômica neo-schumpeteriana, aplicando seus conceitos à situação de exploração e produção de hidrocarbonetos em águas profundas e ultraprofundas. O aporte da literatura acadêmica sobre a indústria do petróleo nacional fornece os elementos utilizados para mapear quais soluções foram encontradas para solucionar os desafios tecnológicos enfrentados pela nova fronteira exploratória.

Palavras-chave: Inovação Tecnológica. Trajetória Tecnológica. Indústria do Petróleo. Indústria do Petróleo Offshore. Petrobrás. Pré-sal.

INTRODUÇÃO

A PETROBRAS, ao longo dos anos, sedimentou uma trajetória tecnológica de natureza incrementalista em seu segmento offshore apoiada no emprego de Sistemas de Produção Flutuante (SPF) constituídos por plataformas FPSOs ou semissubmersíveis de completação molhada e *risers* flexíveis. As condições do pré-sal exigem atividades inovativas da PETROBRAS em produtos, serviços e processos para viabilizar economicamente a exploração de petróleo e gás natural de seus reservatórios (FURTADO, 2013).

As características dos reservatórios do pré-sal, tais quais, altura da lâmina de água (LDA), grandes distâncias entre os poços e o continente, natureza da rocha de carbonato microbiano, uma camada de sal de cerca de 2.000 metros de espessura sobre as jazidas, altas pressões dos fluídos existentes nos reservatórios de hidrocarbonetos e a presença de elementos contaminantes nos fluídos são importantes fronteiras tecnológicas para essa indústria (MORAIS, 2013). O esforço tecnológico da PETROBRAS para atuar em condições extremas da exploração e produção de hidrocarbonetos em águas profundas e ultra-profundas é reconhecido internacionalmente, sobretudo, pelo seu *status* de liderança do segmento offshore da indústria do petróleo.

A estratégia tecnológica da PETROBRAS visa desenvolver a produção nos campos do pré-sal, através de um plano diretor, o PLANSAL, dividido em três fases para superar os desafios tecnológicos emergentes. A *fase 0* iniciada em 2009, teve como objetivo reconhecer e caracterizar reservas descobertas sucessivamente na camada pré-sal através de perfurações e testes de longa duração (TLD) a fim de diminuir incertezas sobre a produção, elaborando um plano de desenvolvimento dos campos, cuja exploração econômica, fosse viabilizada. A *fase 1A* se estende até 2017, cujo objetivo é produzir 1 milhão de barris equivalentes de petróleo (bep) por dia no pré-sal da Bacia de Santos utilizando sistemas tecnológicos similares aqueles empregados na E&P em águas profundas da Bacia de Campos. A fase de produção definitiva,

fase IB, tem data de início para 2017, em que novos sistemas de produção deverão ser aplicados para otimizar a exploração dos campos, usando soluções tecnológicas especialmente desenvolvidas para as condições do pré-sal (ESTRELLA, 2011).

Nota-se, uma postura ativa da PETROBRAS na concepção de novos conceitos e superação de seus gargalos tecnológicos (DANTAS & BELL, 2006). Espera-se, dessa maneira, a aposta em inovações radicais em sua atuação no pré-sal, pois períodos de emergência de novas oportunidades possibilitam mudanças nas trajetórias tecnológicas (DOSI, 1982).

O objetivo deste artigo é mapear os principais desafios tecnológicos associados à exploração e produção de hidrocarbonetos no estrato pré-sal apontando as soluções tecnológicas empregadas pela PETROBRAS para viabilizar economicamente os recursos energéticos disponíveis. Este trabalho é derivado de uma pesquisa, cujo objetivo é identificar quais conceitos tecnológicos são empregados no setor de E&P da estatal para atuar no pré-sal. A metodologia empregada consiste na revisão da literatura econômica evolucionista, aplicando conceitos de sistema, trajetória e paradigma tecnológico à situação de E&P de petróleo e gás natural em águas profundas e ultra-profundas. Também são analisados relatórios técnicos de tecnologia da PETROBRAS com a finalidade de desenhar a trajetória tecnológica da PETROBRAS no segmento offshore, a partir da cronologia de adoção de tecnologias inovadoras que consistiram no desenho tecnológico da companhia.

Este artigo conta com quatro seções, além desta introdução. Na primeira seção, discute-se a conformação de trajetórias tecnológicas no segmento offshore da indústria de petróleo. A segunda seção ilustra a evolução da trajetória tecnológica no segmento offshore da PETROBRAS. A emergência de novas oportunidades e desafios tecnológicos associados ao pré-sal são discutidos na terceira seção. A quarta seção trata das continuidades e descontinuidades da trajetória tecnológica da PETROBRAS em suas operações no pré-sal. Por fim, são levantadas algumas conclusões a respeito do comportamento da companhia brasileira ao desenvolver soluções para os desafios tecnológicos associados à exploração e produção no pré-sal.

1. CONFORMAÇÃO DE TRAJETÓRIAS TECNOLÓGICAS NO SEGMENTO OFFSHORE DA INDÚSTRIAL MUNDIAL DE PETRÓLEO E GÁS

A mudança técnica é um processo indissociável à mudança econômica, apresentando característica específica e localizada por considerar a sucessão de sucessos e fracassos de uma organização econômica. Estas, por sua vez, são entidades que aprendem, isto é, refletem suas experiências, determinando um processo de aprendizagem. Assim sendo, trata-se de um processo cumulativo (DOSI, 1982; FREEMAN & SOETE, 2008; NELSON & WINTER, 1982).

O processo de aprendizagem das organizações econômicas, por seu caráter cumulativo, estabelece certos padrões evolutivos. Estes padrões são conceitualmente denominados trajetórias tecnológicas (OCDE, 1992). Por sua vez, as trajetórias tecnológicas são conformadas nos limites de um paradigma tecnológico (DOSI, 1982).

Outra característica dessas trajetórias é organizar as tecnologias em sistemas que se difundem segundo um padrão próprio de expansão. Conforme uma trajetória amadurece, a quantidade de sistemas tecnológicos em competição tende a diminuir, pois um deles tende a se tornar hegemônico num segmento industrial. Assim, as tecnologias empregadas em certo setor correspondem a um desenho tecnológico orientado pelo sistema tecnológico dominante. A

tendência ao estreitamento das opções tecnológicas disponíveis e o predomínio de um padrão tecnológico dominante, mesmo que ele não seja o mais performante, é denominada *lock-in* (ARTHUR, 1989).

No que tange à situação de exploração e produção de hidrocarbonetos no segmento offshore, destaca-se aqui a definição da *big tree* (tecnologias de sísmicas, tecnologias de perfuração e plataformas de produção) como conjunto básico de tecnologias sem as quais seria inviável o desenvolvimento do paradigma tecnológico desse segmento industrial (ORTIZ NETO & SHIMA, 2008). O grau de apropriabilidade de cada conceito tecnológico utilizado varia em função das condições específicas de produção dos recursos (NELSON & WINTER, 1982). Além disso, a capacitação tecnológica das organizações econômicas e seus recursos financeiros são fatores determinantes na conformação de uma trajetória.

Os desafios tecnológicos associados às condições de produção auxiliam na adoção de uma estratégia tecnológica. Esses desafios exigem esforço das organizações econômicas para superá-los, viabilizando a produção; logo, auxiliam estabelecer o conjunto dos sistemas tecnológicos empregados especificamente para atuar segundo as exigências do ambiente de exploração. A aprendizagem tecnológica das organizações é imprescindível nesse processo de seleção. O padrão de escolhas conforma a trajetória tecnológica sedimentada pela acumulação de conhecimento dos agentes na evolução dos conceitos aplicados (DOSI, 1982).

Os altos dispêndios em capacitação tecnológica e inovação alijam organizações produtivas em países periféricos de estabelecerem trajetórias tecnológicas dominantes. É convencional suas experiências convergirem com trajetórias já estabelecidas. Contudo, em segmentos industriais cujo *gap* em capacitação tecnológica entre diferentes agentes e espaços econômicos é menor pelo alto grau de complexidade acumulados por agentes locais, é possível que haja competição entre indústrias de países em desenvolvimento e desenvolvidos, através de processos de *catching-up* (KATZ, 1976).

2. A TRAJETÓRIA TECNOLÓGICA DA PETROBRAS NO SEGMENTO OFFSHORE

2.1. Primeiras atividades exploratórias no mar

O início das atividades exploratórias da PETROBRAS na plataforma continental data da década de 1950. Através da iniciativa do Departamento de Exploração (Divex/Dexpro), a reprodução das técnicas geofísicas (aeromagnetometria e sísmicas) já utilizadas para identificação de jazidas de hidrocarbonetos na costa marítima foi deslocada para a busca de possíveis jazidas na plataforma continental. Os primeiros resultados do esforço da PETROBRAS foram localizar o primeiro reservatório marítimo, denominado campo de Guaricema na costa sergipana, sob LDA de 30 metros, no ano de 1968. Essa importante descoberta possibilitou a ampliação das pesquisas de prospecção na margem continental, utilizando técnicas geofísicas (FREITAS, 1993).

A primeira perfuração na porção fluminense da Bacia de Campos ocorreu no ano de 1968, no campo de Garoupa. No mesmo período, iniciaram-se estudos do Divex/Dexpro a respeito de quais sistemas marítimos seriam instalados na Bacia de Sergipe; Freitas ressalta o envolvimento de engenheiros e especialistas do Divex/Dexpro em programas de especialização e treinamento, evidenciando o início de um processo de aprendizagem tecnológica e capacitação de pessoal na participação de projetos industriais. Também é notável que desde o início de suas atividades no segmento offshore, a PETROBRAS se relacionou com empresas fornecedoras de bens e serviços, estabelecendo redes de parcerias

que facilitariam a transferência tecnológica, a fim de sistematizar suas atividades de P&D nos setores mais estratégicos da produção de P&GN.

Entretanto, a atividade offshore seria marginalizada pela priorização do desenvolvimento das estruturas necessárias às atividades *downstream*. Além disso, os baixos preços do barril de petróleo no mercado internacional e os altos custos da produção nacional, devido à importação de equipamentos não adaptados às condições locais, foram fatores ambientais que reforçavam a inviabilização da produção em escala dos campos marítimos (ORTIZ NETO & SHIMA, 2008).

2.2. O desenvolvimento do upstream e o início da produção de petróleo e gás natural offshore

O fator determinante ao aumento da parcela do segmento offshore na produção nacional, foi a política nacionalista de substituição de importações de hidrocarbonetos e seus derivados. Essa política econômica passou a pressionar a estatal a fim de buscar autossuficiência do país na produção de petróleo e gás natural e, reverter o impacto negativo que o setor petrolífero causava na balança comercial, sobretudo, no contexto da alta dos preços do barril de petróleo como efeito do primeiro choque do petróleo (SILVA, 2009).

Como as atividades de P&D desenvolvidas pelo Centro de Pesquisas Leopoldo Américo Miguez de Mello (CENPES), criado em 1963, restringiam-se ao desempacotamento de tecnologias importadas para a instalação de sistemas rígidos de produção, baseados em plataformas fixas, não havia ainda uma integração institucional que dinamizasse a realização de inovações (ORTIZ NETO & SHIMA, 2008; FURTADO, 1996). Apenas com a orientação de investimentos a áreas do *upstream*, no início da década de 1980, com a significativa intenção de explorar o potencial dos reservatórios localizados em águas profundas da Bacia de Campos, foi possível o desenvolvimento de um segmento offshore competitivo e relevante à cadeia produtiva petrolífera (MORAIS, 2013).

2.3. A opção pelos Sistemas de Produção Flutuante: O salto para a inovação

Foram criadas as Superintendências de Pesquisa Industrial; Engenharia Básica, ambas em 1976 e, de Exploração de Petróleo (Supep), em 1979, com o objetivo de se antecipar às necessidades do setor de E&P, sondando novos conceitos tecnológicos apropriados e interessantes às condições locais de operação (FURTADO, 1996). A Supep executou a importação/desempacotamento de Sistemas de Produção Antecipadas (SPA) empregados para atuar nas águas profundas da Bacia de Campos, pouco depois da introdução do conceito em campos de produção no Mar do Norte.

Convém mencionar que o primeiro SPA utilizado pela PETROBRAS foi instalado no campo de Enchova, na área da Bacia de Campos, em 1977. Após o período de produção antecipada, a estatal brasileira em parceria com a empresa Kerr-McGee, iniciou o projeto de conversão do SPA em um Sistema Definitivo de Produção (SDP). Inicialmente, havia intenção em instalar um SRP no campo de Enchova, contudo, seu distanciamento da costa, cerca de 100 km e profundidade (LDA de 120 metros) inviabilizaram o projeto, orientando a estatal a optar pelas plataformas semissubmersíveis. Convertendo a plataforma de perfuração Sedco 135 em plataforma de produção Sedco 135D, a PETROBRAS inicia sua trajetória tecnológica conformada em Sistemas de Produção Flutuante (FREITAS, 1993; FURTADO, 1996; ORTIZ NETO & SHIMA, 2008).

Os projetos de conversão dos SPAs em SDPs couberam à parceria da PETROBRAS com a empresa GVA. A realização da conversão das plataformas foi realizada nos seguintes

estaleiros nacionais, Verolme, Ishibrás e Mauá, contratados pela estatal brasileira. Partindo desse fato, nota-se a fundação da base de um sistema setorial de inovações no segmento offshore da indústria de petróleo brasileiro (ORTIZ NETO & SHIMA, 2008).

A viabilidade econômica e o sucesso do uso dos SPAs replicaram seu uso na produção de petróleo e gás natural na costa brasileira. Contudo, o aumento significativo da produção de hidrocarbonetos foi proveniente das sucessivas descobertas de jazidas próximas à costa e em LDA de até 400 metros (FURTADO, 1996). Mudanças no panorama do potencial energético nacional ocorreram após a descoberta de reservas gigantes ¹de P&GN em águas profundas na Bacia de Campos, durante a década de 1980. A produção desses novos campos petrolíferos exigiu uma reconfiguração da atuação da PETROBRAS, cujos principais desdobramentos são apresentados na elaboração de um inédito programa em capacitação tecnológica.

2.4. Programas de capacitação tecnológica da PETROBRAS

A literatura econômica entende que novas oportunidades econômicas estão associadas a incertezas (DOSI, 1982). Dessa forma, o potencial energético dos campos gigantes de hidrocarbonetos na Bacia de Campos, em águas profundas foi determinante para a conformação de estratégias de produção em um cenário até então inédito a toda a indústria de petróleo mundial.

A indisponibilidade de sistemas tecnológicos operantes em alturas de LDA superiores a 400 metros e a oportunidade de se desenvolver tecnologias *in-house*, possibilitou à PETROBRAS desenvolver a partir de 1986 um ambicioso programa tecnológico, o PROCAP (Programa de Capacitação Tecnológica em Sistemas de Águas Profundas). Apesar do contrachoque do petróleo da década de 1980, que derrubou os preços do petróleo internacionalmente, a companhia fez a opção de se fortalecer como importante desenvolvedora de tecnologias no segmento offshore.

Dessa maneira, foram direcionados investimentos massivos em P&D, sobretudo em projetos relativos ao segmento de E&P da companhia. Os desafios tecnológicos impostos pelas águas profundas seriam superados pelas intensivas parcerias entre a PETROBRAS e suas principais fornecedoras de bens e serviços. A expertise acumulada via importação/desempacotamento de tecnologias associadas à produção em profundidades de até 400 metros de LDA seria fundamental para a transferência tecnológica e capacitação das muitas instituições envolvidas no programa (FURTADO, 1996).

Assim, a experiência da PETROBRAS na aplicação dos conceitos tecnológicos em SPF, permitiu seu aperfeiçoamento às condições de exploração em LDA profundas a até 1000 metros. Entre os muitos projetos conceituais, o significado do primeiro PROCAP foi capacitar tecnologicamente a indústria brasileira de petróleo na realização de inovações no segmento offshore, caracterizadas por melhoramentos no desenho industrial e conteúdo local. Mesmo que os projetos dos PROCAPs se orientassem pelo aperfeiçoamento dos SPF empregados, a estatal não desconsiderou a possibilidade de descontinuidade de sua trajetória tecnológica, buscando dominar em nível de projeto, novas tecnologias, tais quais, plataformas TLPs e sistemas de bombeamento multifásico. Logrou também desenvolver tecnologias complementares como *softwares* de sensoriamento (FURTADO, 1996; MORAIS, 2013). O envolvimento da PETROBRAS em grandes projetos industriais e tecnológicos junto a outras petroleiras vem assegurando acúmulo de conhecimento em novas tecnologias, assumindo uma posição ativa e de liderança no desenho de inovações (DANTAS & BELL, 2006).

¹ São denominadas reservas gigantes, as que têm mais de um bilhão de barris.

Outras duas versões do PROCAP (2000 e 3000) foram lançados entre 1993 e 2000 com o objetivo de esticar os ganhos tecnológicos atingidos na primeira versão do programa. Os resultados dos PROCAPs aumentaram também a eficiência do setor de E&P, diminuindo custos e agregando valor aos produtos da companhia (ORTIZ NETO & COSTA, 2007).

3. UMA NOVA FRONTEIRA EXPLORATÓRIA: O PRÉ-SAL

3.1. Riscos e incertezas: A descoberta do Pré-sal

Com o objetivo de identificar novas áreas promissoras de produção de petróleo e gás natural, a PETROBRAS decidiu conceder licitações para áreas localizadas na Bacia de Santos entre 2000 e 2001. A estatal e demais empresas consorciadas, logo encomendaram um vasto volume de dados geofísicos em 3D, na ordem de 20.300 Km² de área sísmica. As análises técnicas ²revelaram a possibilidade de encontrar uma grande acumulação de reservas em seção geológica profunda na Bacia de Santos, num estrato abaixo da camada de sal (MORAIS, 2013).

A perfuração do primeiro poço em busca de confirmação do potencial energético das áreas se iniciou em 2004, na área de Parati. Já em 2003 se sabia, pela interpretação de dados da área que, as possíveis reservas de hidrocarbonetos se encontravam a distâncias de 300 km da costa e em profundidades de LDA variantes entre 1000 e 2000 metros. Após certa dificuldade de prospecção da área, detectaram-se evidências de gás que fomentaram a continuidade das operações. (MORAIS, 2013).

Resultados de novas perfurações em poços nas áreas de Tupi, em 2006, confirmaram a existência de grandes campos de hidrocarbonetos localizados na camada pré-sal, cujas reservas recuperáveis estariam entre 5 a 8 bilhões de bep. Em 2007, a PETROBRAS anunciou a descoberta de reservatórios de hidrocarbonetos abaixo da camada de sal na Bacia de Campos. As sucessivas descobertas de petróleo e gás natural no pré-sal das Bacias de Campos e Santos elevariam as reservas brasileiras de 14 bilhões de bep para 33 bilhões de bep. Estima-se um volume recuperável na faixa dos 50 a 100 bilhões de bep nessas reservas (PETROBRAS, 2011). Logo, o pré-sal se constituía como uma nova fronteira exploratória no segmento offshore da indústria de petróleo mundial.

3.2. Os desafios tecnológicos do Pré-sal

Associados ao potencial energético e econômico das reservas do pré-sal brasileiro, os desafios tecnológicos emergentes nesse contexto exigem alto desempenho inovador da PETROBRAS e de sua rede de fornecedores com finalidade de viabilizar a produção (FURTADO, 2013).

Segundo Moraes, a atividade offshore da indústria petrolífera possui algumas especificidades que elencam certos desafios técnicos exploratórios. Entre tais especificidades, encontram-se:

- I. Condições meteorológicas, oceanográficas e geológicas abaixo do leito oceânico;
- II. Grandes distâncias entre as plataformas e os poços produtores, além de grandes distâncias entre as plataformas e o continente;
- III. Invisibilidade das operações no mar;

² Os principais indicadores da presença de hidrocarbonetos na camada pré-sal evidenciados pelos dados sísmicos foram uma rocha geradora de petróleo, dotada de uma rocha física para seu escoamento; uma rocha reservatório, em que pudesse se acumular; uma rocha que o aprisionasse e, finalmente, um selo, no caso, uma camada de sal de aproximadamente 2.000 metros de espessura.

IV. Presença de elementos contaminantes nos hidrocarbonetos.

Os principais desafios tecnológicos do pré-sal remetem a essas especificidades e, sua resolução, estará intrinsecamente relacionada aos avanços das pesquisas de cada área, bem como dos projetos de P&D associados a elas. Esses desafios são impostos pela configuração geológica, logística, climática, geoquímica, etc. dos novos reservatórios.

São expostos por Martins e Ronaldo, numa apresentação a respeito do fornecimento de bens e serviços para as atividades no pré-sal, os desafios tecnológicos associados à E&P de hidrocarbonetos sob os campos da Bacia de Campos e Santos. É possível reorganizar os desafios tecnológicos do pré-sal, em um painel, relacionando-os com as especificidades, citadas anteriormente, da produção de petróleo em águas profundas conforme o seguinte quadro.

Quadro 1 – Os Desafios Tecnológicos do Pré-sal Associados às Especificidades de E&P em Águas Profundas

<i>Condições Geológicas e Climáticas</i>	<i>Distâncias Operacionais</i>	<i>Invisibilidade das Operações Marítimas</i>	<i>Elementos Contaminantes</i>
<i>Produção em poços de alta angulação.</i>	<i>Ancoragem dos SPF em águas profundas e ultra-profundas.</i>	<i>Garantia de integridade dos poços.</i>	<i>Separação de fluidos.</i>
<i>Reconhecimento geoquímico dos reservatórios de carbonato microbial.</i>	<i>Disponibilização de risers flexíveis operantes em águas profundas e ultra-profundas.</i>	<i>Desenvolvimento de novos materiais para a perfuração e completção de poços.</i>	<i>Reinjeção de gases contaminantes.</i>
<i>Caracterização das reservas.</i>	<i>Escoamento da produção.</i>	<i>Bombeio de fluidos.</i>	<i>Desenvolvimento de materiais resistentes à corrosão e incrustação.</i>
<i>Estudos sobre a interação rocha-fluído.</i>	<i>Deslocamento dos operários.</i>	<i>Manutenção dos sistemas marítimos de produção.</i>	—
<i>Resistência à alta pressão hidrostática.</i>	<i>Operacionalização dos sistemas subsea e de completção molhada em altas profundidades de LDA.</i>	<i>Conversão de eletricidade para a operação dos sistemas subseas.</i>	—
<i>Reconhecimento da geometria dos poços.</i>	<i>Operações em distâncias superiores a 7.000 metros de profundidade</i>	<i>Aumento da taxa de penetração em rochas de carbonato microbial.</i>	—

	<i>total.</i>		
<i>Sensoriamento da topografia marítima.</i>	—	—	—

Fonte: MARTINS, M.; RONALDO, M. L. *Suprimentos de bens e serviços para a PETROBRAS*. 2013. **Nota:** Elaborado pelo autor.

Para o interesse desse trabalho, foram selecionados 22 desafios tecnológicos associados às atividades de E&P dos recursos do pré-sal considerados determinantes à sua viabilização econômica. Os esforços da companhia brasileira para superá-los são perceptíveis no aumento do volume de investimentos em P&D entre os anos subsequentes à descoberta das jazidas (Ver tabela 1).

Tabela 1 – Investimentos em P&D da PETROBRAS 2006-2013

<i>Ano</i>	<i>Investimento anual em P&D (em US\$)</i>	<i>Variação (%)</i>
2006	730.000.000	—
2007	881.000.000	20,68%
2008	941.000.000	6,81%
2009	685.000.000	-27,21%
2010	989.000.000	44,38%
2011	1.454.000.000	47,02%
2012	1.143.000.000	-21,39%
2013	1.132.000.000	-0,96%

Fonte: ANP. *Anuário estatístico 2014*. 2014. PETROBRAS. *Relatório de tecnologia 2013*. 2013. **Nota:** Elaborado pelo autor.

A tabela 1 apresenta uma evolução dos investimentos em P&D entre 2006-2013. É evidente que as variações nos valores de P&D resultam da prioridade dada pela empresa para a inovação, apesar de um contexto externo desfavorável caracterizado pela crise econômica internacional de 2008. Contudo, a partir de 2010, nota-se a estabilização e, posteriormente, decréscimo em valores dos investimentos de P&D, que pode ser atribuída, em parte, à progressiva desvalorização do real.

3.3. Principais resultados dos projetos de P&D e projetos industriais desenvolvidos para o Pré-sal

A estratégia tecnológica adotada pela PETROBRAS para superar os desafios tecnológicos surgidos com a possibilidade de explorar os reservatórios do pré-sal está direcionada em dois eixos segundo o plano diretor de desenvolvimento do pré-sal, a saber, i) continuidade dos sistemas de produção utilizados até 2017 e ii) introdução de novos conceitos tecnológicos apropriados às condições de operação nos campos do pré-sal, a partir de 2017. Um novo ciclo de inovações tecnológicas estabeleceu-se, aprimorando alguns conceitos já dominados pela companhia brasileira, sobretudo, àqueles empregados nos SPF de completação molhada e tecnologias informatizadas como sofisticados *softwares* de interpretação de dados sísmicos empregados no reconhecimento e caracterização geológica da província exploratória (ESTRELLA, 2001; MORAIS, 2013).

Entre os principais projetos de P&D desenvolvidos nos últimos anos até 2013 pelo CENPES, em um esforço multi-institucional, para superar os desafios do Pré-sal, destacam-se aproximadamente 55 resultados de projetos. A maioria desses projetos objetivam esticar o uso das tecnologias já aplicadas pela PETROBRAS no setor de E&P em águas profundas.

Contudo, há um conjunto de 8 projetos que objetivam desenvolver a nova geração de tecnologias para a produção em águas profundas. O quadro 2 apresenta os principais resultados alcançados na superação dos desafios tecnológicos colocados.

Quadro 2 – Resultados entre 2011-2013 dos Projetos Tecnológicos Resultantes da P&D para Superar os Desafios Tecnológicos do Pré-sal

<i>Área</i>	<i>Nº de Resultados</i>	<i>Principais Resultados</i>	<i>Desafios Tecnológicos Envolvidos</i>
<i>Exploração de novas fronteiras.</i>	6	<i>Aprimoramento na obtenção de imagens sísmicas</i>	<i>Caracterização das reservas; Reconhecimento da geometria dos poços; Sensoriamento da topografia marítima.</i>
		<i>Auxílio na identificação de áreas promissoras à exploração de P&GN.</i>	
<i>Maximização da recuperação do petróleo.</i>	11	<i>Aumento da capacidade de perfuração de poços.</i>	<i>Produção em poços de alta angulação; Reconhecimento da geometria dos poços; Estudos sobre a interação rocha-fluído; Garantia de integridade dos poços; Aumento da taxa de penetração em rochas de carbonato microbial.</i>
		<i>Diminuição do tempo de perfuração.</i>	
		<i>Perfuração de poços em formações geológicas complexas com maior estabilidade.</i>	
<i>Desenvolvimento da produção, das operações e da logística do pré-sal.</i>	26	<i>Facilitação do desenvolvimento do polo Pré-sal.</i>	<i>Ancoragem dos SPF em águas profundas e ultraprofundas; Deslocamento dos operários; Operacionalização dos sistemas subsea e de completação molhada em altas profundidades de LDA; Bombeio de fluídos.</i>
		<i>Flexibilidade na instalação, operação e manutenção do equipamento submarino.</i>	
		<i>Possibilidade de produção de petróleo em poços distantes da plataforma.</i>	
		<i>Operação de sistemas de completação inteligente.</i>	
<i>Desenvolvimento de nova geração de sistemas marítimos e submarinos de produção.</i>	8	<i>Aumento da produção de óleo e do fator de recuperação.</i>	<i>Resistência à alta pressão hidrostática; Escoamento da produção; Disponibilização de risers flexíveis operantes em águas profundas e ultraprofundas; Conversão de eletricidade para a operação dos sistemas subseas; Separação de fluídos.</i>
		<i>Aumento da vazão de bombeio.</i>	
		<i>Indicador importante para o planejamento da continuidade dos processos de E&P na região do pré-sal.</i>	
<i>Caracterização das rochas e fluídos do pré-sal e de outros reservatórios</i>	4	<i>Prevenção das incrustações desde o desenvolvimento dos campos</i>	<i>Desenvolvimento de novos materiais para a perfuração e completação de poços; Manutenção dos sistemas marítimos de produção;</i>
		<i>Aumento da eficiência de dessalgação do petróleo</i>	

complexos.		Detecção de comportamentos inesperados e identificação automática de situações de desconformidade operacional em tempo real.	Separação de fluídos; Reinjeção de gases contaminantes; Desenvolvimento de materiais resistentes à corrosão e incrustação.
------------	--	--	--

Fonte: PETROBRAS. *Relatório de Tecnologia da PETROBRAS*. 2011, 2012, 2013. **Nota:** Elaborado pelo autor.

O conjunto dos resultados desses projetos em P&D viabilizou a exploração dos recursos energéticos disponíveis no pré-sal. O esforço tecnológico empreendido pela PETROBRAS, através do CENPES e em parceria com as empresas Petrogal Brasil, BG Group e Repsol Sinopec para os projetos offshore relativos ao pré-sal foi reconhecido internacionalmente com o recebimento do prêmio *OTC – Distinguished Achievement Award for Companies, Organizations and Institutions*, reconhecimento mais importante que uma companhia de petróleo pode receber na qualidade de operadora offshore (PETROBRAS, 2015). No total, dez tecnologias desenvolvidas para operar nas condições do pré-sal (presentes no quadro 3) foram premiadas pelos avanços e inovação tecnológica, conferindo uma grande contribuição à atividade offshore de toda a indústria petrolífera. Percebe-se que, entre as tecnologias premiadas, a maioria constitui o aperfeiçoamento de equipamentos e sua adequação às condições de uso no estrato pré-sal. Mais uma vez, a PETROBRAS desenvolve tecnologias que esticam as potencialidades dos sistemas flutuantes de produção já utilizados desde o início dos anos 1980.

O sucesso dessas tecnologias permitiu abaixar o custo da produção do barril de petróleo no pré-sal para US\$9/bep, além de consolidar a companhia na fronteira tecnológica offshore (PETROBRAS, 2015). O conhecimento acumulado da PETROBRAS nas suas operações em águas ultra-profundas e em condições tão singulares como apresentadas pelo pré-sal, pode iniciar um ciclo de inovações radicais, empregando novos conceitos em tecnologias offshore.

Além disso, entre os resultados apresentados pelo êxito das tecnologias empregadas no pré-sal, destaca-se a diminuição do tempo entre o primeiro teste e a produção, aproximadamente 30 meses foram necessários para a extração do primeiro óleo em teste de longa duração (TLD) no campo de Lula. O recorde do tempo de perfuração e completação de um poço, 79 dias, foram atingidos em abril de 2015 no campo de Sapinhoá. O tempo de construção dos poços reduziu-se em 54%. Além disso, o volume da produção dos poços do pré-sal, apenas oito anos depois de sua descoberta, é da ordem de 672 mil bep/d (PETROBRAS, 2015).

Para suprir às necessidades de equipamentos utilizados no desenvolvimento do pré-sal, a PETROBRAS prevê uma demanda de muitos equipamentos, bens e serviços de seus fornecedores (Ver tabela 2). A tabela aponta a dimensão dos projetos industriais envolvidos. Até o momento, o programa de operação do pré-sal exigiu uso de 20 plataformas, 47 embarcações de apoio e 3 navios de lançamento de linhas em águas ultra-profundas (PETROBRAS, 2015).

A carteira de encomendas da companhia prevê a construção de 6 navios-sondas e o contrato de mais 23, no período 2016-2020, para atuação nas Bacias de Santos e Campos, afretadas pela Sete Brasil. A PETROBRAS será o concessionário desses contratos. Atualmente, a estatal brasileira opera 27 sondas. A PETROBRAS também coloca a contratar 12 FPSOs para operarem nos campos do pré-sal, 6 na Bacia de Campos e 6 na Bacia de Santos, até 2021. Entre 2015 e 2016, quatro unidades serão afretadas na produção da Bacia de Santos. Outros 12 FPSOs entrarão em operação na Bacia de Santos entre 2016 e 2018 para produzir nas áreas do polo pré-sal (Lula, Búzios e Iara). (ONIP, 2015).

Tabela 2 – Demandas de Novos Equipamentos 2012-2017

<i>Item</i>	<i>Unidade</i>	<i>Total</i>
<i>Bombas</i>	<i>un.</i>	<i>4.386</i>
<i>Compressores</i>	<i>un.</i>	<i>387</i>
<i>Gruas</i>	<i>un.</i>	<i>93</i>
<i>Estruturas de aço para cascos de embarcações</i>	<i>t</i>	<i>453.850</i>
<i>Estruturas de aço para plataformas de produção</i>	<i>t</i>	<i>1.092.000</i>
<i>Estruturas de aço para plataformas de perfuração</i>	<i>t</i>	<i>560.000</i>
<i>Queimadores</i>	<i>un.</i>	<i>46</i>
<i>Geradores de Energia (13,8 kV)</i>	<i>un.</i>	<i>299</i>
<i>Geradores de Energia (0,48 kV)</i>	<i>un.</i>	<i>158</i>
<i>Tanques de armazenamento</i>	<i>un.</i>	<i>684</i>
<i>Torres de processamento</i>	<i>un.</i>	<i>295</i>
<i>Reatores</i>	<i>un.</i>	<i>189</i>
<i>Árvores de Natal Seca</i>	<i>un.</i>	<i>2.388</i>
<i>Árvores de Natal Molhada</i>	<i>un.</i>	<i>948</i>
<i>Cabeças de Poço Offshore</i>	<i>un.</i>	<i>734</i>
<i>Manifoldes</i>	<i>un.</i>	<i>133</i>
<i>Linhas Umbilicais</i>	<i>km</i>	<i>5.826</i>
<i>Tubulações Offshore</i>	<i>t</i>	<i>83.682</i>
<i>Dutos Flexíveis</i>	<i>km</i>	<i>8.536</i>
<i>Risers</i>	<i>km</i>	<i>2.986</i>
<i>Turbinas a Gás</i>	<i>un.</i>	<i>151</i>
<i>Turbinas a Vapor</i>	<i>un.</i>	<i>203</i>
<i>Ligas Especiais para Tubulações e Revestimentos</i>	<i>t</i>	<i>41.325</i>
<i>Turbos Geradores</i>	<i>un.</i>	<i>138</i>
<i>Cabos de Amarração em Poliéster</i>	<i>km</i>	<i>1.147</i>
<i>Dutos em Fibra de Vidro</i>	<i>km</i>	<i>1.966</i>
<i>Cabos Elétricos para CSP</i>	<i>km</i>	<i>38.485</i>
<i>Trocadores de Calor</i>	<i>un.</i>	<i>196</i>
<i>Helicópteros</i>	<i>un.</i>	<i>13</i>

Fonte: MARTINS, R. M. L. (PETROBRAS, 2012). Nota: Elaborado pelo autor.

4. RUPTURA DE PERCURSO? CONTINUIDADES E DESCONTINUIDADES NA TRAJETÓRIA TECNOLÓGICA DA PETROBRAS

A estratégia tecnológica de natureza incrementalista da PETROBRAS optou pelo aperfeiçoamento dos SPF através dos anos em vez de apostar na introdução de Sistemas Flexíveis de Produção (SFP), apoiados na completação seca, à luz das trajetórias tecnológicas percorridas no Golfo do México e Mar do Norte. A falta de recursos financeiros e a pressão do governo brasileiro para buscar autossuficiência na produção de petróleo e gás natural estreitaram as opções tecnológicas da estatal, dificultando a introdução de conceitos tecnológicos de ruptura, voltados ao aprimoramento dos sistemas marítimos de produção (FURTADO, 1996).

As descobertas dos reservatórios gigantes de hidrocarbonetos na Bacia de Campos e Santos aumentaram a expectativa de ruptura da trajetória tecnológica percorrida pela estatal brasileira, pois os desafios elencados pelos novos reservatórios são inéditos ao segmento offshore da indústria do petróleo. As especificidades das novas jazidas implicaram em uma inflexão da estratégia tecnológica da PETROBRAS para enfrentar esses desafios.

A capacitação tecnológica da estatal, associada à sua experiência com os SPF, de completação molhada, pode esticar o potencial de operação desses sistemas tecnológicos, atendendo as condições de E&P de recursos energéticos no pré-sal. Introduzir um novo desenho tecnológico na produção, baseado em um Sistema de Produção apoiado em completação seca pode ser uma alternativa para superar os desafios tecnológicos da nova província exploratória.

A empresa, todavia, indica intenções em empregar tecnologias ainda mais ambiciosas, cuja aplicação na indústria do petróleo ainda se encontra em fase de testes. Por exemplo, o emprego de sistemas de bombeamento multifásico, conceito de produção de petróleo e gás natural sem a necessidade de plataformas, ou com diminuição da dimensão das mesmas é uma alternativa tecnológica levantada pela empresa para ampliar suas possibilidades tecnológicas.

Os resultados dos projetos tecnológicos desenvolvidos pela empresa nos últimos anos, entretanto, demonstram uma continuidade da trajetória incrementalista da PETROBRAS no segmento offshore. Deve-se considerar a existência de grupos internos à própria companhia que são receosos à ideia de adoção de inovações tecnológicas de ruptura, devido incertezas sobre o retorno econômico destas.

Partindo dessas considerações, entende-se que o potencial energético e econômico apresentado pelas reservas do pré-sal representa uma nova fase da história energética brasileira. Essa conjuntura também pode acarretar em mudanças na trajetória tecnológica, pela exigência de aplicação de conceitos tecnológicos desenhados especificamente para as condições de produção do pré-sal. Contudo, ao observar a cronologia da introdução das tecnologias empregadas pela PETROBRAS no segmento offshore (Ver tabela 3), percebe-se a continuidade do desenho e aperfeiçoamento dos sistemas tecnológicos dominados pela companhia.

Quadro 3 – Introdução de Inovações Tecnológicas ao Longo da Trajetória Tecnológica da PETROBRAS no Segmento Offshore

Ano	Tecnologia	Principais Resultados
1973	<i>Caracterização geoquímica das bacias sedimentares brasileiras.</i>	<i>As avaliações geoquímicas subsidiaram as estratégias exploratórias, de produção e preservação do meio ambiente, sendo fundamentais para a manutenção do risco geológico dos projetos e contribuindo para a manutenção dos altos índices de sucesso em poços pioneiros perfurados pela PETROBRAS.</i>
1977	<i>Primeiro Sistema de Produção Antecipada SS-6-Sedco135D.</i>	<i>Instalado no campo de Enchova, foi o primeiro SPA da companhia, uma plataforma semissubmersível com completação seca a operar em LDA de 120 metros.</i>

1979	<i>Primeira Árvore de Natal Molhada instalada no Sistema de Produção Antecipada de Enchova Leste.</i>	<i>Sob LDA de 189 metros, consistiu em um novo recorde mundial em profundidade, além de iniciar a trajetória da companhia na utilização de Árvores de Natal Molhada em seus campos offshore.</i>
	<i>Cabeça de poço atmosférica submarina.</i>	<i>Instalado em quatro poços do campo de Garoupa em LDA de 120 metros; o sistema completava os poços com Árvores de Natal Secas encapsuladas em câmaras submarinas mantidas à pressão atmosférica de Lockerheed (cápsulas de cabeça de poço). Devido os altos custos e a opção pelas Árvores de Natal Molhadas, a companhia encerrou o uso do sistema na década de 1980.</i>
1985	<i>Conceitos de qualidade sísmica e estratigrafia.</i>	<i>Melhoria da qualidade técnica da interpretação de dados sísmográficos em regiões de águas profundas. Primeira ocorrência de uso desses conceitos na Bacia de Campos.</i>
1986	<i>Árvores de Natal Molhadas não operadas por mergulhadores.</i>	<i>Instalação de Árvores de Natal Molhada do tipo Driverless Lay-Away (DLL) apresentando inovações incrementais que permitiam a instalação sobre o leito marinho com suas linhas umbilicais e de fluxo já conectadas a partir de uma embarcação de lançamento de linhas sem a necessidade de mergulhadores em LDA de até 500 metros. Apresenta inovações que permitem intervenções de robôs submarinos ROV's.</i>
1992	<i>Adoção de CALM (Catenary Anchor Leg Mooring) buoys profundi.</i>	<i>A adoção das boias CALM, durante a segunda fase de desenvolvimento do campo de Enchova, teve como característica a ancoragem com amarração em catenária.</i>
	<i>Bomba Centrífuga Submersa (BCS).</i>	<i>A primeira instalação de uma BCS no mundo ocorreu em 1993, no campo de Carapeba. Método de elevação superficial de petróleo, capaz de duplicar a produção de petróleo em relação ao método gas-lift.</i>
1997	<i>Sistema de Ancoragem Submerso por Poliéster.</i>	<i>Baseado na utilização conjunta de estacas-torpedo e cabos de poliéster permitiu ancoragem em raio mais curto e instalação de plataformas flutuantes de produção em águas profundas.</i>

1998	<i>Steel Catenary Riser em Plataforma Semissubmersível.</i>	<i>A PETROBRAS foi a pioneira petroleira a instalar a tecnologia de riser rígido em catenária na Plataforma Semissubmersível P-18, em águas profundas sob LDA de 910 metros.</i>
	<i>Gravel Pack em poços horizontais.</i>	<i>O sistema é utilizado para controlar a produção de areia durante processo de perfuração, de forma a impedir a migração da areia para dentro do poço. A tecnologia foi aplicada em grandes extensões de poços horizontais de até 1.200 metros, o que viabilizou o controle da produção de areia associada ao óleo em mais de 380 poços.</i>
	<i>Completação em BCS sem mergulhadores.</i>	<i>Instalação do módulo de completção molhada sem a necessidade de mergulhadores.</i>
2001	<i>Caracterização geoquímica e modelagem de rochas lacustres em Rift.</i>	<i>Utilização de um novo método de avaliações geoquímicas com obtenção de melhor qualidade de dados.</i>
	<i>Árvore de Natal Molhada horizontal em profundidade de 2.500 metros.</i>	<i>Recorde de instalação em LDA do Sistema de Produção em posição horizontal, com capacidade expandida de produção e controle dos poços, no campo de Roncador.</i>
	<i>Operação da tecnologia Vertical Annular Separation and Pumping System (VASPS).</i>	<i>A tecnologia reduz a pressão na cabeça dos poços, separando os fluídos dos gases a partir de uma bomba centrífuga submarina que eleva a produção.</i>
2002	<i>Poço de Longo Alcance.</i>	<i>Técnica de perfuração do solo submarino até as reservas de petróleo com perfuração angular.</i>
	<i>Produção por Riser de Perfuração.</i>	<i>Aperfeiçoamento da tecnologia de risers de perfuração com o objetivo de conduzir o petróleo produzido.</i>
	<i>BCS em Árvore de Natal Molhada.</i>	<i>Sistema de Produção de completção molhada associado a um sistema de bombeio.</i>
2005	<i>Sistema de Ancoragem por estacas-torpedo.</i>	<i>A plataforma P-50 foi a primeira a utilizar tal tecnologia.</i>
2006	<i>Primeira instalação pendular de manifold.</i>	<i>Instalação dos sistemas marítimos de produção com técnica pendular utilizando embarcações, tornando</i>

		<i>mais eficiente a operação, no campo de Roncador.</i>
	<i>Caracterização de rochas carbonáticas do Pré-sal.</i>	<i>Identificação geoquímica das rochas da camada pré-sal.</i>
2007	<i>Riser híbrido autossustentado.</i>	<i>No campo de Roncador, a tecnologia é constituída por um trecho de riser flexível acoplado a um trecho de riser rígido.</i>
	<i>Bombeamento de alto desempenho.</i>	<i>Sistema de bombeamento de alto desempenho instalado no campo de Jubarte.</i>
2008	<i>Sistema de Produção Offshore de petróleo extrapesado.</i>	<i>Afretamento de um FPSO com tecnologia de produção de petróleo extrapesado no campo de Badejo.</i>
2009	<i>Mais profundo poço submarino de injeção de gás com CO2.*</i>	<i>Em LDA de 2.200m, a reinjeção de CO2 aumenta a pressão nos reservatórios e a produtividade dos poços.</i>
	<i>Introdução do mais profundo riser flexível.*</i>	<i>Instalação de sistema de risers flexíveis em profundidade de LDA de 2.200 metros.</i>
	<i>Sísmica 4D</i>	<i>Aplicação da metodologia de análise e interpretação de dados sísmográficos em 4D nos campos de Marlim, Marlim Sul e Albacora. Captação de imagens geológicas mais detalhadas que facilitam a identificação de rochas mais propensas à exploração de petróleo.</i>
2010	<i>Topside dos replicantes.</i>	<i>Conceito de replicar o mesmo projeto básico de uma planta modular para diferentes unidades de produção flutuante dentro de um mesmo cenário.</i>
	<i>Embarcações para instalação de equipamentos submarinos.</i>	<i>Desenvolvimento e contrato de embarcações de lançamento de linhas em águas ultra-profundas.</i>
	<i>Primeira separação de dióxido de carbono (CO2) associado ao gás natural em águas ultra-profundas com injeção de CO2 em reservatórios de produção.*</i>	<i>Em profundidades de LDA de 2.200m, a separação de CO2 associado ao gás natural é realizada pela separação das moléculas através de um sofisticado sistema de membranas. Uma vez separado, o CO2 é reinjetado para aumentar a pressão nos reservatórios e aumentar a produtividade dos poços.</i>

2013	<i>Primeiro uso do método alternado de injeção de gás e água em águas ultra-profundas.*</i>	<i>Em LDA de 2.200 metros, as principais vantagens dessa tecnologia são a otimização do gerenciamento do reservatório e a expectativa do aumento do fator de recuperação de petróleo e gás natural.</i>
2014	<i>Operação pioneira de Boia de Sustentação de Risers (BSR).*</i>	<i>Instaladas num ponto entre o leito marinho e a superfície do mar (cerca de 250m de profundidade). Conecta-se ao FPSO através de tramos de tubos flexíveis. Com esta configuração, os movimentos da plataforma flutuante não são transferidos integralmente aos risers rígidos, diminuindo o dano por causa da fadiga e garantindo sua vida útil mesmo em condições meteoceanográficas severas.</i>
	<i>Operação pioneira de Riser Rígido em catenária composto por tubos com liner, instalados pelo método reel lay (carretel).*</i>	<i>Instalados risers rígidos diretamente nas BSRs, chamados Steel Catenary Riser (SCR). Primeiros risers do tipo SCR que empregaram tubos de aço-carbono revestidos internamente com liner metálico resistente à corrosão. Testes de qualificação e procedimentos operacionais viabilizaram a utilização desses tubos em condições dinâmicas como risers e sua instalação pelo método reel lay.</i>
	<i>Introdução do mais profundo riser rígido em configuração lazy wave (SLWR).*</i>	<i>Instalado à profundidade de LDA de 2.140m, trata-se do primeiro sistema SLWR no mundo a ser conectado em um FPSO com ancoragem distribuída (spread mooring), projetado e construído para suportar os movimentos do navio-plataforma no ambiente adverso do pré-sal.</i>
2015	<i>Primeiro uso intensivo de completação inteligente em águas ultra-profundas, nos poços satélites.*</i>	<i>O efetivo gerenciamento dos reservatórios com a completação inteligente permite aumentar o fator de recuperação final de óleo e gás do reservatório, além de garantir maior segurança operacional.</i>
	<i>Recorde de profundidade de LDA na perfuração de um poço submarino utilizando a técnica de Pressurized Mud Cap Drilling (PMCD).*</i>	<i>O uso da tecnologia PMCD viabiliza a perfuração em poços de delicada operação, evitando seu desmoronamento, além de reduzir o tempo da operação. O recorde de profundidade é em LDA de 2.103m</i>
	<i>Primeira aplicação de risers flexíveis com sistema integrado de monitoramento dos arames de tração.*</i>	<i>Sistema baseado em fibras ópticas acopladas aos arames de armadura de tração dos risers flexíveis. Permite identificar rompimentos de arame, emitindo sinal de alerta, para que se iniciem ações de manutenção e o dano se alastre.</i>

Fonte: PETROBRAS. 2015. **Nota:** * - São as tecnologias premiadas da PETROBRAS durante a OTC 2015. Elaborado pelo autor.

O quadro acima desenha a trajetória tecnológica da PETROBRAS a partir da introdução das tecnologias que sedimentara o desenho tecnológico da companhia em suas atividades de exploração e produção offshore. Nota-se que os sistemas tecnológicos operados pela

companhia apresentam-se em *lock-in* em inovações incrementais, visto que suas tecnologias modulares correspondem a SPF, completação molhada e *risers* flexíveis. O que assegura sua continuidade na trajetória da PETROBRAS até hoje é a capacidade da companhia esticar a performance dessas tecnologias em LDA cada vez mais profundas. Ou seja, as inovações incrementais ainda atendem às especificidades de produção, cada vez mais complexas.

A partir de 1973, com as primeiras atividades de caracterização geoquímica das bacias sedimentares brasileiras, a estatal começa a sofisticar suas tecnologias e técnicas de prospecção e identificação de novas jazidas ao longo de toda a plataforma continental em LDA cada vez mais profundas e regiões geológicas mais complexas. A caracterização das rochas carbonáticas microbiais do pré-sal em 2006, ilustra a capacitação tecnológica da companhia nessa área. O pioneirismo da empresa na aplicação de métodos de sistema de bombeio data do início dos anos 1990 e pode ser empregado em médio prazo para produzir hidrocarbonetos a distâncias cada vez maiores da plataforma, ou diretamente ao continente, como pretendido pelo conceito *subsea to shore* (SILVA, 2009).

No que diz respeito à evolução das tecnologias utilizadas no pré-sal, o aprimoramento dos projetos de *topsides* dos FPSOs da companhia é uma inovação fundamental para atenuar o sobrepeso dos equipamentos de produção de hidrocarbonetos. No mesmo sentido, a inovação na metodologia de instalação de *risers*, sobretudo, a opção pelos *risers* rígidos visa superar as dificuldades de operação em águas ultra-profundas, aumentando assim, as opções tecnológicas da companhia. A completação por Árvores de Natal Molhada também foi sofisticada pela PETROBRAS ao longo dos anos, aumentando sua eficiência e dimensões para dar conta das condições extremas do ambiente marinho, tais quais, alta pressão, baixas temperaturas e estabilidade dos poços. Os sistemas de ancoragem também evoluíram com o tempo, permitindo maior estabilidade dos SPF e ancoragem dos mesmos em profundidades de LDA maiores.

Analisando a evolução das inovações tecnológicas da PETROBRAS em seu segmento offshore, é perceptível a continuidade de sua trajetória tecnológica pautada na realização de inovações incrementais, afastando, dessa maneira, as perspectivas de ruptura tecnológica com a implantação de novos conceitos durante a *Fase IB* do PLANSAL do panorama atual.

5. CONCLUSÕES

As questões tratadas neste artigo ilustram o comportamento adotado pela PETROBRAS a fim de solucionar os desafios tecnológicos associados às atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural nos campos da camada pré-sal. As descobertas de novas jazidas necessitam de um comprometimento da estatal a fim de capacitar-se tecnologicamente e identificar, entre os sistemas tecnológicos disponíveis, àqueles mais apropriados à sua viabilização econômica.

O aumento sistemático dos investimentos em P&D associado a maior participação da PETROBRAS na elaboração de projetos industriais com outras empresas do segmento offshore classificam-na, a partir da dimensão de seu esforço tecnológico, como organização econômica ativa na superação dos desafios associados às oportunidades econômicas da nova província exploratória (DANTAS & BELL, 2006). A PETROBRAS optou, para o desenvolvimento das tecnologias a serem utilizadas no pré-sal, uma política de aumento do conteúdo local dos bens e serviços contratados pela companhia, com a intenção de sedimentar um sistema brasileiro setorial de inovações (ORTIZ NETO & SHIMA, 2008), visto que as

atividades envolvidas com a situação de exploração e produção offshore exigem a mobilização de um grande número de setores produtivos.

Além disso, os resultados tecnológicos alcançados até agora apontam para a continuidade da trajetória tecnológica da indústria de petróleo nacional para a fase de produção definitiva dos campos do pré-sal. O PLANSAL prevê esticar a potencialidade dos sistemas tecnológicos já dominados pela empresa para atuar na nova fronteira exploratória. Dessa forma, os SPFs continuam a ser aperfeiçoados para atender à E&P de hidrocarbonetos nas Bacias de Campos e Santos. Embora houvesse, inicialmente, expectativas em torno da introdução de novas tecnologias, o potencial performático das tecnologias utilizadas não se esgotou, permitindo assim que as inovações incrementais superassem os gargalos tecnológicos emergentes à situação de exploração da camada pré-sal. A política de desinvestimentos motivados pela crise econômica atual e o baixo preço dos barris de petróleo no mercado internacional corroborou à manutenção do emprego dos sistemas tecnológicos utilizados até então.

Mais uma vez, a PETROBRAS se encontra na fronteira tecnológica da indústria do petróleo offshore mesmo que apoiada em uma trajetória tecnológica incrementalista. Em um primeiro momento, o pré-sal poderia ser interpretado como uma oportunidade única para que a companhia descontinuasse sua trajetória, introduzindo novas tecnologias de ruptura. Contudo, os resultados alcançados pelas inovações incrementais atuantes na camada pré-sal satisfizeram as condições de viabilidade econômica da produção de petróleo e gás natural. Logo, ao esticar o potencial de seu desenho tecnológico, a PETROBRAS foi capaz de solucionar os gargalos de exploração. Além disso, a natureza da cultura da política de inovações da companhia, pautada na realização de *minor innovations*, em consonância ao ambiente político-econômico desfavorável a grandes investimentos em inovação, engessa a trajetória tecnológica da PETROBRAS, tornando sua ruptura muito mais difícil de se concretizar.

6. REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO. *Anuário estatístico 2014*. 2014. Disponível em <<http://www.anp.gov.br/?pg=71976>>. Acessado em: 30 de março de 2015.
- ARHTUR, B. 1989. *Competing technologies, increasing returns, and lock-in by historical events*. The Economic Journal, 99, March, 116-131.
- DANTAS, E.; BELL, M. 2006. *The development of firm-centred knowledge networks in emerging economies: the case of PETROBRAS in the offshore oil innovation system in Brazil*. In: DRUID Summer Conference 2006 on KNOWLEDGE, INNOVATION AND COMPETITIVENESS: DYNAMICS OF FIRMS, NETWORKS, REGIONS AND INSTITUTIONS. June 18-20, Denmark: Copenhagen.
- DOSI, G. 1982. *Technological paradigms and technological trajectories*. Research Policy, 11, 147-162.
- ESTRELLA, G. 2011. *Pre-salt production development in Brazil*. In: 20Th World Petroleum Congress. Qatar: Doha.
- FREEMAN, C.; SOETE, L. 2008. *A economia da inovação industrial*. Campinas: Editora da Unicamp,
- FREITAS, A. G. 1993. *Capacitação tecnológica em sistemas de produção para águas profundas: o caso da PETROBRAS*. Campinas: Tese de Mestrado: UNICAMP - DPCT.
- _____. 1999. *Processo de aprendizagem da PETROBRAS: Programas de capacitação tecnológica em sistemas de produção offshore*. Campinas: Tese de doutorado: UNICAMP – FEM.
- FURTADO, A. T. 1996. *A trajetória tecnológica da Petrobrás na produção offshore*. Revista spacios, 17 (3).

_____. 2013. *Pré-sal, Desenvolvimento Industrial e Inovação*. Revista paranaense de desenvolvimento, Curitiba, 34(125) – Julho/Dezembro, 79-100.

KATZ, J. 1987. *Domestic technology generation in LDCs: A review of research findings*. In: KATZ, J. (ed.) *Technology generation in latin-american manufacturing industries*. 13-55. London: Macmillan.

MORAIS, J. M. 2013. *Petróleo em águas profundas: Uma história tecnológica da PETROBRAS na exploração e produção offshore*. Brasília: IPEA.

NELSON, R.; WINTER, S. 1982. *An Evolutionary Theory of Economic Change*. Cambridge: The Belknap Press of Harvard University Press.

OCDE. 1992. *Technology and Economic*. The key relationships. Paris: OCDE.

ONIP. *Unidades de produção a contratar*. 2015. Disponível: <http://www1.onip.org.br/wp-content/uploads/numeros/02.jpg>. Acessado em: 08 de junho de 2015.

ORTIZ NETO, J. B.; COSTA, A. J. D. 2007. *A PETROBRAS e a exploração de petróleo offshore no Brasil: um approach evolucionário*. RBE, Rio de Janeiro, 61(1), Janeiro-Março, 95-109.

ORTIZ NETO, J. B.; SHIMA, W. T. 2008. *Trajетórias tecnológicas no segmento offshore: ambiente e oportunidades*. Revista de Economia Contemporânea, Rio de Janeiro, 12(2), maio-agosto, 301-332.

PETROBRAS. *Relatório de tecnologia 2011*. 2011. Disponível em: <http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/tecnologia-e-inovacao/>. Acessado em: 10 de agosto de 2015.

_____. *Relatório de tecnologia 2012*. 2012. Disponível em: <http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/tecnologia-e-inovacao/>. Acessado em: 10 de agosto de 2015.

_____. *Relatório de tecnologia 2013*. 2013. Disponível em: <http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/tecnologia-e-inovacao/>. Acessado em: 10 de agosto de 2015.

_____. *Tecnologias pioneiras do pré-sal*. 2015. Disponível em: <<http://presal.hotspotspetrobras.com.br/tecnologias-pioneiras/#0>>. Acessado em: 10/05/2015. RONALDO, M. L.; MARTINS, M. *Suprimento de bens e serviços para a PETROBRAS*. 2012.

_____. *Tecnologia para ir além*. 2013. Disponível em: <http://relacionamento.petrobras.com.br/otc2013/Tecnologia>. Acessado em 08 de setembro de 2015.

SILVA, C. 2009. *Compras governamentais e aprendizagem tecnológica: uma análise da política de compras da Petrobras para seus empreendimentos offshore*. Campinas: Tese de Doutorado: UNICAMP – DPCT.