

JULIANA ROCHA NOGUEIRA

**OS DESAFIOS DO PRÉ-SAL E OS AVANÇOS TECNOLÓGICOS NA EXPLORAÇÃO
DO PETRÓLEO NO BRASIL**

Santos

2017

JULIANA ROCHA NOGUEIRA

OS DESAFIOS DO PRÉ-SAL E OS AVANÇOS TECNOLÓGICOS NA EXPLORAÇÃO
DO PETRÓLEO NO BRASIL

TCC apresentado à Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo para
obtenção de título de Bacharel em
Engenharia de Petróleo

Área de Concentração: Engenharia de
Minas e Petróleo

Orientadora: Prof^a. Dr^a. Regina Branski

Santos

2017

“Os que se encantam com a
prática sem a ciência são
como os timoneiros que
entram no navio sem timão
nem bússola, nunca tendo
certeza do seu destino”.

Leonardo da Vinci

RESUMO

Em 2006 a Petrobras em consórcio com a British gás e a Partex, afirmaram a existência de óleo em águas ultraprofundas, localizadas a 300 km da costa e a mais de 2 mil metros de profundidade. Desde a descoberta de óleo e gás na Bacia de Santos a proposta da estatal era direcionar todo desenvolvimento tecnológico para o pré-sal visando a excelência offshore. O Brasil encontrou muitas dificuldades no início porque os desafios de explorar petróleo nessas condições eram significativos e exigiam novas tecnologias. Houve uma grande mobilização e parcerias foram fechadas com universidades e empresas, que ajudaram no processo de desenvolvimento das inovações. O objetivo do trabalho é identificar as tecnologias desenvolvidas pela Petrobrás para enfrentar os desafios de explorar e produzir petróleo no pré-sal e mostrar como vem evoluindo ao longo do tempo. A metodologia utilizada para desenvolver o trabalho foi a revisão sistemática da literatura. O trabalho apresenta uma cronologia dos avanços desde a primeira perfuração e mostra novas oportunidades para companhias em uma cadeia extremamente competitiva.

Palavras-chave: petróleo, óleo e gás, offshore, pré-sal, inovação, Petrobras.

ABSTRACT

In 2006 Petrobras, in consortium with British gas and Partex, affirmed the existence of oil in ultra deep waters, located 300 km from the coast and more than 2 thousand meters deep. Since the discovery of oil and gas in the Santos Basin the state's proposal was to direct all technological development for the development of pre-salt for offshore excellence. Brazil encountered many difficulties at the outset because the challenges of exploiting oil under these conditions were significant and required new technologies. There was a great mobilization and partnerships were closed with universities and companies, which helped in the process of developing the innovations. The objective of the work is to identify the technologies developed by Petrobrás to face the challenges of exploring and producing oil in the pre-salt and show how it has evolved over time. The methodology used to develop the work was the systematic literature review. The work presents a chronology of advances from the first drilling and shows new opportunities for company in an extremely competitive chain.

Keywords: oil, oil and gas, offshore, pre-salt, innovation, Petrobrás.

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	8
2. OBJETIVO.....	9
3. METODOLOGIA.....	9
4. CADEIA DO PETRÓLEO	11
5. PETROBRÁS E O PRÉ-SAL.....	14
5.1. DESAFIOS DO PRÉ-SAL	16
5.2 INOVAÇÕES PARA EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO NO PRÉ-SAL ATÉ 2013	17
5.3 INOVAÇÕES PARA EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DO PRÉ-SAL DE 2014 À 2017	21
5.4 O FUTURO DAS INOVAÇÕES	28
6. CONCLUSÃO.....	30
7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	31

1. INTRODUÇÃO

Há 150 milhões de anos formou-se no período de separação da América do Sul e África a camada do pré-sal, que ganhou visibilidade na última década quando testes da Petrobras em consórcio com a British gás e a Partex confirmaram a existência de óleo leve em suas formações (MORAIS, 2014).

Segundo Petrobras (2012) foi confirmada existência de petróleo em grandes profundidades no dia 17 de Julho de 2006, após perfurações em uma nova fronteira exploratória. Na conhecida Bacia de Santos o poço 1-RJS-628A foi um marco na exploração e o primeiro a ultrapassar a sequência de sais evaporativos com mais de 2000 metros de espessura característicos da camada pré-sal. Três meses após a primeira perfuração, no dia 4 de Outubro, um teste de produção confirmou a existência de um reservatório produtivo com óleo de boa qualidade. Em Novembro de 2007 houve o anúncio oficial pelo Governo Federal, testes de formação do segundo poço (1-RJS-646), no mesmo bloco exploratório, estimaram volume recuperável entre 5 a 8 bilhões de barris de petróleo e gás natural.

Na exploração em águas até 400 metros de profundidade toda tecnologia era internacional e sofria adaptações às condições brasileiras. Como não havia inovação disponível no exterior para exploração em águas ultraprofundas, a Petrobras se viu pressionada e começou a realizar as próprias pesquisas, ingressando de forma competitiva no mercado e superando cada vez mais as profundidades (FURTADO, 1996).

O segmento *offshore* demanda inovações constantes após a descoberta das reservas em regiões do pré-sal, pois as rochas da área geológica encontram-se a 300 quilômetros da costa (Sul da Bacia de Campos, ao Norte da Bacia de Santos), estendendo-se a uma área de 200 quilômetros de largura e 3.000 metros de profundidade (PETROBRAS, RIMA, 2011).

O ponto de partida para inovações tecnológicas é a percepção das dificuldades, pois a partir delas as empresas otimizam equipamentos existentes, pesquisam novas alternativas e adquirem conhecimento formal com mão-de-obra especializada (DOSI, 1988).

2. OBJETIVO

O objetivo do trabalho é identificar as tecnologias desenvolvidas pela Petrobrás para enfrentar os desafios para explorar e produzir petróleo no pré-sal e mostrar como vem evoluindo ao longo do tempo. Por meio da metodologia de revisão sistemática da literatura será apresentada uma cronologia dos avanços tecnológicos desde a primeira perfuração e mostradas as novas oportunidades para a companhia em uma cadeia extremamente competitiva mundialmente.

3. METODOLOGIA

O objetivo do trabalho é apresentar os avanços tecnológicos na indústria de petróleo a partir da ótica *upstream*, analisando as possibilidades de ampliação da produtividade, diminuição de custos, aumento no fator de recuperação de poços, avaliação por sistemas remotos e planejamento operacional economicamente viável.

Nesse tipo de revisão são usados procedimentos transparentes para encontrar, avaliar e sintetizar os resultados de pesquisas relevantes na área de estudo, são trabalhos originais com rigor metodológico, utilizando literatura segura como fonte (THORPE *et al.*, 2005; TRANFIELD; DENYER; SMART, 2003).

Como a revisão exige exaustiva pesquisa em fontes variadas, torna-se possível o cruzamento de dados para verificação da veracidade e até atualização de antigas referências. As principais desvantagens estão nos esforços maiores para pesquisa e condução nas avaliações de qualidade (LOUREIRO, 2001).

Para coletar as informações desejadas foram realizadas pesquisas que captaram dados detalhados sobre as inovações na exploração e produção de petróleo, como tecnologias, ano do desenvolvimento, e utilização da inovação (LAKATOS, 1996).

O ponto de partida do trabalho foi a realização de pesquisa bibliográfica em periódicos científicos, revistas especializadas, internet e relatórios. Foram utilizadas a base de dados da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES), Google Acadêmico e relatórios da Petrobrás disponibilizados no site da empresa. As palavras-chave foram, além de combinadas, buscadas em dois idiomas (português e inglês). São elas: petróleo, inovação, offshore, óleo, tecnologia, pré-sal, Petrobrás. E em inglês: innovation, offshore, oil, technologies and pre-salt.

Foram coletados 30 artigos em diferentes revistas e periódicos do segmento *offshore* desde o início da exploração dos primeiros poços até pesquisas teóricas sobre desenvolvimento ambiental e econômico, incluindo artigos, revistas e periódicos mais atuais e excluindo os mais antigos, na base de dados Capes, Google Acadêmico e Petrobrás. A parte escolhida da cadeia foi a *upstream* por conta das pesquisas para desenvolvimento de equipamentos e da necessidade de exploração em águas cada vez mais profundas.

A pesquisa foi formulada para estruturar todos os novos procedimentos da cadeia produtiva na fase *upstream*, como forma de garantir a qualidade das fontes, critérios de inclusão de todas as ideias convenientes para o caso. Dentre os pontos buscados estão problemas e dificuldades para exploração no pré-sal, desenvolvimento de novos equipamentos, papel do governo para estimulação do desenvolvimento, pontos a serem melhorados em relação às novas tecnologias de 2014 a 2017.

A partir da consolidação das informações obtidas na revisão foram separadas as melhores pesquisas, acerca da questão específica sobre a fase *upstream*, caracterizando essa parte da cadeia e apresentando as inovações nos equipamentos utilizados (LAKATOS, 1996).

Dentre os trabalhos encontrados, merece destaque o de Lima (2015) que faz um levantamento das tecnologias desenvolvidas e sua utilização na exploração de petróleo em águas profundas desde 1979 até o ano de 2013. Tendo Lima (2015) como ponto de partida, esse trabalho atualiza a pesquisa com as inovações até o ano de 2017.

4. CADEIA DO PETRÓLEO

A cadeia do petróleo pode ser dividida em duas etapas: *upstream* e *downstream*. O *upstream* abrange as atividades de exploração, desenvolvimento e produção. O *downstream* abrange refino e distribuição. Este trabalho será focado exclusivamente no *upstream*.

As atividades de exploração são realizadas primeiramente com levantamentos sísmicos (estudos geológicos e geofísicos), para a identificação de jazidas petrolíferas, através de sismógrafo, explosivos e computadores de grande porte.

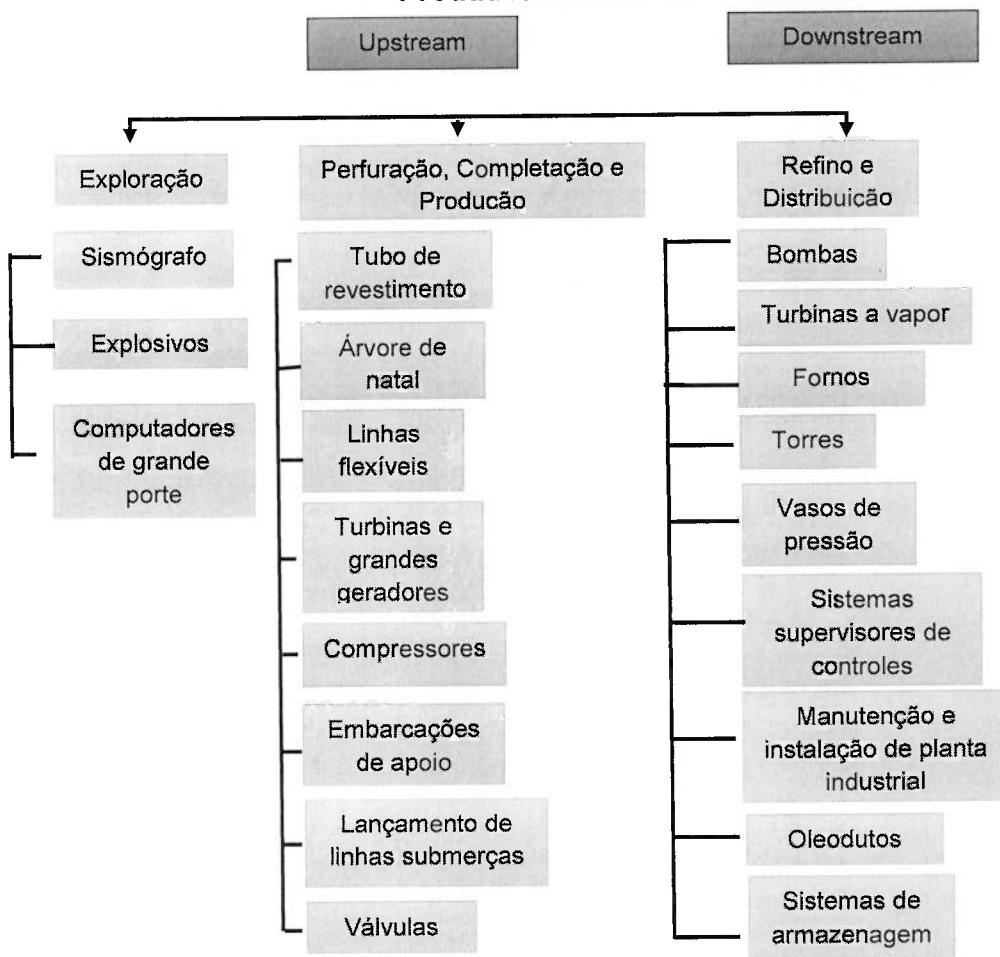
No desenvolvimento, os poços são perfurados e preparados. As atividades para a preparação do poço são denominadas completação. Simultaneamente, são instalados equipamentos para extração, tratamento e estocagem, e ainda preparado um sistema para escoamento do óleo e do gás (ALMEIDA, 2004; THOMAS, 2001).

Já na etapa de produção é iniciada a extração do óleo, os fluidos produzidos no poço (água, óleo e gás) são separados, tratados e armazenados, para que possam ser transportados para as refinarias.

Na etapa *downstream* o processo de refino envolve três etapas (destilação, conversão e tratamento), e o transporte e venda dos derivados. A atividade de refino compreende a separação dos componentes mais leves dos mais pesados, gerando uma ampla gama de combustíveis e matérias-primas. Após o refino, a produção dos derivados de petróleo é escoada para o mercado.

A figura 1 evidencia as fases de *upstream* e *downstream*, assim como as atividades realizadas e as principais tecnologias em cada uma delas (GIELF, 2010).

Figura 1 - Caracterização das Fases e dos Equipamentos Usados na Cadeia Produtiva da Indústria Petrolífera.



Fonte: GIELF (2010).

A primeira etapa exploratória é o estudo geofísico para demarcação de jazidas de petróleo e gás. Essa fase é tecnológica e utiliza computadores, robôs e explosivos para certificar a existência de petróleo economicamente viável na região (GIELF, 2010).

A etapa de desenvolvimento trata-se da perfuração do poço, deixando-o apto à instalação de equipamentos para uma produção permanente de petróleo. No segmento offshore, a atividade de maior custo é a perfuração do poço que pode levar meses. A completação é a fase seguinte à perfuração, na qual se equipa o poço para a produção de óleo ou de gás, é a configuração dos equipamentos instalados no poço para a produção ou injeção de fluidos. Há dois tipos diferentes de tecnologias nessa atividade: “seca” se a cabeça do poço está posicionada na plataforma; ou “molhada”, se está instalada no fundo do mar (GIELFI, 2010).

A necessidade de exploração em profundidades cada vez maiores requereu novos tipos de plataformas não fixas, juntamente com a tecnologia de completação molhada. O sistema de produção flutuante substituiu as plataformas fixas e, posteriormente, a tecnologia da árvore de natal molhada deu condições à exploração offshore. A árvore de natal molhada foi uma tecnologia coordenada pela PETROBRAS para exploração da bacia de Campos (GIELFI, 2010)

Os principais materiais e equipamentos utilizados na segunda fase da produção são os tubos de revestimento, “árvore de natal”, linhas flexíveis, turbinas, grandes geradores e compressores, além dos serviços de perfuração e cimentação de poços, o afretamento de embarcações de apoio e o lançamento de linhas submersas (GIELFI, 2010).

Apresentadas as etapas do processo extractivo e produtivo do petróleo, passa-se ao desenvolvimento do setor e de suas inovações. Para Furtado (1996), o desenvolvimento do setor petrolífero foi permeado por processos de ampliação da profundidade aquática de extração, tornando necessário o desenvolvimento de novas tecnologias. A necessidade de exploração em profundidades cada vez maiores requereu novos tipos de plataformas não fixas, juntamente com a tecnologia de completação molhada. O sistema de produção flutuante, substituiu as plataformas fixas e, posteriormente, a tecnologia da árvore de natal molhada deu condições à exploração offshore. A árvore de natal molhada foi uma tecnologia coordenada pela PETROBRAS para exploração da bacia de Campos (GIELFI, 2010).

5. PETROBRÁS E O PRÉ-SAL

A Petrobras afirma que as descobertas no pré-sal estão entre as mais importantes em todo o mundo na última década. A província Da Bacia de Santos acumula grande quantidade de óleo leve, de boa qualidade e alto valor no mercado (PETROBRAS, 2016).

A procura por fontes de petróleo no Brasil iniciou-se em 1860, mas foi só em 1939 que houve a primeira descoberta, localizada em Lobato na Bahia.

Fases da evolução histórica segundo MORAIS (2013):

- I) Explorações pioneiras por particulares – busca de petróleo para a produção de óleos para iluminação (1864-1918)
- II) Explorações pioneiras pelo Estado – busca de jazidas para comprovar a existência de petróleo no País (1919-1939)
- III) Busca de petróleo para a redução da dependência de importações (1940-1973)
- IV) Explorações de petróleo para a obtenção da autossuficiência na produção (1974-2006)
- V) Era do Pré-sal – explorações para o aumento das reservas de petróleo (2006- em diante)

No Brasil, em 3 de outubro de 1953, a Lei para criação da PETROBRAS foi assinada pelo então presidente Getúlio Vargas. Encerrou-se, com isso, o debate político e ideológico sobre os limites da participação do capital privado nacional e estrangeiro na produção petrolífera e sobre as fronteiras do papel do Estado na exploração de petróleo no Brasil. Por fim, aqueles que defendiam um maior controle do Estado sobre as atividades petrolíferas conseguiram, em 21 de setembro de 1953, via Lei nº 2.004/53, a possibilidade da criação de sociedade por ações da Petróleo Brasileiro S. A PETROBRAS, controlada pela União (MORAIS, 2013).

No cenário mundial, o Brasil encontrava-se defasado na exploração de petróleo, já que a indústria de petróleo havia começado as suas atividades havia mais de 90 anos. Assim, o país deveria apressar-se na busca por petróleo e construção de novas refinarias para aumentar a produção de combustíveis fósseis e derivados. Entretanto, a baixa oferta de profissionais impedia esse objetivo. A inexistência de cursos nacionais voltados às atividades petrolíferas, requeria a instalação de cursos específicos para o setor de modo a suprir a demanda por profissionais. A criação do Centro de Aperfeiçoamento e Pesquisas de Petróleo (CENAP) em 1955 propiciava a formação e aperfeiçoamento do “quadro técnico” para a atividade petrolífera (WILLIAMS, 1967).

Segundo Leitão (1984), com melhores condições de pesquisa na Ilha do Fundão, o CENPES- Centro de Pesquisa e Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguez de Mello (Cenpes) é um dos complexos de pesquisa aplicada mais importantes do mundo ocupa uma área de mais de 300 mil m², com laboratórios modernos e salas de simulações e imersão em processos da indústria de energia projetados para atender às demandas tecnológicas das áreas de negócios da Petrobras, acabou focando na estratégia de ampliar vínculos com a área acadêmica, de forma a garantir maior troca de informações técnico-científicas, ampliando seu leque de oferta de funcionários graduados e com maiores relações entre pesquisas fundamentais e aplicadas, O Centro de Pesquisa e Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguez de Mello é um dos principais centros de pesquisa no setor de energia no mundo.

No início dos anos de 1980, novas trajetórias tecnológicas precisaram ser traçadas através de um intenso processo de aprendizagem e maturação. Durante a referida década a PETROBRAS aumentou suas importações tecnológicas de bens de capital de forma a iniciar o processo de aprendizagem no país. Em meados dos anos 80, as bacias descobertas tinham profundidades de 400 a 2.000 metros, impondo novos e maiores desafios à firma. Na busca de superá-los a empresa precisou ingressar em uma nova trajetória tecnológica, já que não havia tecnologia internacional disponível para esses fins (FURTADO, 1996).

Em dezembro de 2004, as primeiras perfurações para verificação de petróleo em águas profundas foram realizadas, na área de Parati, Bacia de Santos. A profundidade dessa perfuração foi de 3 mil metros, com gastos acima da média naquela região, exigindo desenvolvimento simultâneo nos setores de tecnologia, gestão para o volume de projetos inéditos, setor financeiro para novos investimentos e logística devido à distância e a complexidade para trazer o óleo e gás (PETROBRAS,2013).

5.1. DESAFIOS DO PRÉ-SAL

De acordo com Kline e Rosenberg (1986), a exploração de hidrocarbonetos na camada do pré-sal é sem dúvida uma das maiores conquistas do Brasil.

Em águas mais profundas a Petrobras se deparou com um novo cenário, onde não havia tecnologia importada para exploração. Para se manter no mercado *offshore* com todas as dificuldades encontradas nas condições marinhas como: altura das ondas, velocidade dos ventos, baixa temperatura do fundo do mar, pressões hidrostáticas, grandes distâncias entre as plataformas e o continente, entre as plataformas e os poços no fundo oceânico, controle de equipamentos não tripulados realizados remotamente, escuridão em grandes profundidades e característica das rochas (LIMA, 2015).

Um dos maiores desafios de se explorar no pré-sal é sua profundidade, com uma lâmina d'água de 2000 metros de profundidade, além da pressão ser muito alta e a camada de sal ter um comportamento incomum, sendo muito espessa, plástica, móvel e heterogêneas. Na superfície do oceano existem mais problemas logísticos e de engenharia a serem resolvidos. A distância da costa até a plataforma é um caminho muito longo, necessário reduzir o número de pessoas trabalhando na plataforma e aumentar a automação. A entrega de material para operações em alto-mar é outro problema pois é preciso transportar produtos químicos, máquinas, eletricidade (GABRIELLI, 2011).

A Petrobras em aspectos produtivos se difere de outras empresas do setor de óleo e gás, seguindo um modelo não linear, reduzindo as incertezas inerentes aos processos atuando como indutor financiador, demandando garantia de novas tecnologias,

impulsionando desenvolvimento a partir de parcerias com instituições de ensino e empresas. O sistema Petrobras de Inovação é dividido em cinco etapas: demanda tecnológica que determina a capacidade de suprir as deficiências atuais encontradas na exploração de águas profundas, invenção e produção do Design com detalhamento e teste, redesign e produção após as alteração e testes dos protótipos e distribuição e comercialização quando o produto é fabricado e as empresas capacitam a mão de obra para lidar com a nova tecnologia, instalar e até realizar manutenção (CASTELAR, 2009).

5.2 INOVAÇÕES PARA EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO NO PRÉ-SAL ATÉ 2013

Quando se trata de inovação um nome imprescindível é Joseph Alois Schumpeter, responsável pela teoria do desenvolvimento e crescimento econômico, trazendo à tona a existência de mudanças que não são apenas naturais de fatores exógenos. Para ele a inovação é essência do crescimento, uma modificação no processo de produção, alteração em produtos manufaturados, melhorias e aberturas para novos mercados, conquista de uma nova fonte de matéria-prima e por fim estabelecimento de uma nova fonte de organização de qualquer indústria (SCHUMPETER, 1997). A outra grande contribuição feita por Schumpeter foi a introdução da distinção entre inovação e invenção, uma vez que, a invenção consiste em uma nova ideia, que será implementada se houver viabilidade econômica (FREEMAN; SOETE, 2008).

Na concepção de Bell *et al.* (1984), são dois os fatores principais que proporcionam a possibilidade de inovação: a capacidade tecnológica e a capacidade produtiva de um país/região. Na primeira temos recursos para administração e mudanças tecnológicas, e na segunda a soma da capacidade tecnológica e produtiva possibilitando abertura de técnicas e desenvolvimento.

Toda capacidade tecnológica da indústria de petróleo estava nos Estados Unidos, inviabilizando a exploração no Brasil, visto que a produção americana é *onshore* e a maior parte das reservas brasileiras estão localizadas no fundo do oceano. O pouco

conhecimento tecnológico americano em águas, impulsionou as autoridades a ampliarem o plano nacional de desenvolvimento, que se adaptou a nossa realidade. A Petrobras participou do desenvolvimento das tecnologias *offshore* que serão detalhadas à frente (PETROBRAS,2013).

Após dois anos de descoberta na camada geológica do pré – sal a marca de 1 milhão de barris foi alcançado. O número é surpreendente e durante 45 anos desde a criação da empresa a marca de milhão não tinha sido alcançada. Esse crescimento comprova a alta produtividade das operações no pré-sal. Dados mostram comparativamente que a companhia precisou de mais de 4000 poços para chegar a um volume de 500 mil barris/dia, em águas ultraprofundas chega-se ao dobro da produção com apenas 52 poços. A Bacia de Santo tem 9 dos dez poços com maior produção do Brasil e produzem cerca de 25 mil barris/dia, o campo mais produtivo Lula tem a vazão diária de 36 mil barris (PETROBRAS,2013).

O tempo médio de construção dos poços também vem diminuindo, passou de 310 para aproximadamente 128 dias em 2015, em 2016 o marco de 89 dias foi alcançado, avanço do conhecimento geológico e introdução de novas tecnologias aumentaram a eficiência nos projetos e ajudaram a redução de 71% em um comparativo anual (PETROBRAS,2013).

Em junho de 2017, a produção de petróleo e gás natural avançou na comparação com o mês anterior e atingiu 2,81 milhões de barris de óleo por dia. Em média, a produção nos campos no País chegou a 2,2 milhões de barris por dia (bpd), volume 0,6% superior ao de maio. O resultado se deve, principalmente, ao retorno à produção, após parada programada, da plataforma P-43, localizada nos campos de Barracuda e Caratinga, na Bacia de Campos e do FPSO Cidade de Mangaratiba, no campo de Lula, no pré-sal da Bacia de Santos (PETROBRAS,2017).

Lima (2015) faz um levantamento desde 1979 até o ano de 2013, de todas inovações desenvolvidas pela Petrobras, apresentadas no Quadro 1 abaixo.

Quadro 1 - Inovações tecnológicas realizadas pela PETROBRAS de 1979 a 2013

EQUIPAMENTO	ANO	INOVAÇÃO
Árvore de natal molhada horizontal	1979	Utilização de árvore molhada horizontal em águas de até 2.500 metros de profundidade, permitindo a retirada de colunas de produção do interior do poço para reparos, sem retirar a árvore de natal da cabeça do poço
Perfuração horizontal	1984	A perfuração horizontal utilizando a lama do local perfurado para não sobreaquecer o equipamento, aumentando a extração nesses reservatórios.
Bomba Centrífuga Submersível (BCS)	1993	Bomba centrífuga que eleva potência para o bombeamento de petróleo viscoso em altas profundidades, aumentando a produtividade dos poços de longo alcance horizontal e distantes da plataforma
Árvore de natal molhada horizontal para BCS	1995	Árvore de natal molhada horizontal para BCS, usando capa removível e instalável por ROV, a sonda de perfuração é requerida para retirada da coluna de produção.
Sistema de ancoragem	1996	Sistema de ancoragem submarino, conjunta de estacas – torpedo e substituição das correntes de aço por linhas de poliéster em sistemas de ancoragem, a energia livre da própria escavação no solo marinho é usada, os cabos de poliéster permitiram ancoragem em um raio mais curto e instalação de plataformas flutuantes em águas profundas
Sistema de Bombeamento Multifásico Submarino (SBMS-500)	1997	Sistema de bombeamento multifásico submarino (SBMS-500), adição de energia em escoamentos multifásicos (óleo, gás e água) com até 95% de presença de gás livre. Transporte em longas distâncias dos fluxos de petróleo-água-gás natural extraídos do poço em um único duto sem pré tratamento.
MAC Manifolde com acionamento compartilhado	1999	MAC Manifolde com acionamento compartilhado, o atuador único opera várias válvulas reduzindo peso total do manifolde de 450 toneladas para 160 toneladas, a redução do peso aumentou as facilidades de manutenção
Sistema de Separação Gás-Líquido (VASPS)	2000	Sistema de separação de gás líquido (VASPS), controla separação do gás e do líquido aumentando a produtividade dos poços.
Sistema de completação inteligente em larga escala	2011	Sistema em que permite ampliar a produção de petróleo, além de obter maior número de dados de pressão e temperatura de pontos do reservatórios
Pig de Ultrassom	2011	Pig de ultrassom realiza a inspeção de controle da integridade dos dutos de forma autônoma e sem umbilical, permitindo inspeção em dutos de longos trechos (até 200 km). Diminuíram os custos por duto, cerca de US\$200.000 do serviço importado de inspeção.
Fluidos sintéticos	2012	Fluídos sintéticos não aquosos que diminuem a solubilização do sal e evitam problemas como arrombamento do poço, estabilizando a perfuração. Os fluidos sintéticos possibilitam perfurações de poços em zonas salinas, podendo ser utilizados em temperatura de fundo de poços de até 166°C.

Quadro 1 - Inovações tecnológicas realizadas pela PETROBRAS de 1979 a 2013 (cont.)

EQUIPAMENTO	ANO	INOVAÇÃO
Sistema de monitoramento de perfuração em tempo real	2012	Sistema de monitoramento de perfuração em tempo real, durante a perfuração o software recebe parâmetros de sensores de fundo de poço e os interpreta de forma quantitativa. Capaz de detectar diversos comportamentos inesperados e situações de desconformidade operacional
Levantamento sísmico em Coil Shooting	2012	Levantamento sísmico em coil shooting (tiro de bobina), que permite realizar levantamentos sísmicos multiazimutal em áreas com restrição de manobras das embarcações. Os dados coletados têm qualidade de imagem superior.
Bomba multifásica submarina Hélico-Axial (BMSHA)	2012	Bomba multifásica submarina hélio-axial (BMSHA) possibilitando a produção de óleo em poço distante da plataforma, essa tecnologia aumenta a produção de petróleo.
Sistema de aquisição de sinal com monitoração independente (SASMI)	2013	Sistema de aquisição de sinal com monitoração independente (SASMI), como alguns poços não conseguem enviar as informações até a superfície, essa tecnologia realiza leitura e armazenamento local dos dados fornecidos pelo permanente Dowhole Gauge (PDG). Os dados de pressão captados pela tecnologia são de extrema importância para delimitar reservatórios, determinar conexão entre poços e avaliar a permeabilidade das rochas.
Planta piloto de síntese de hidrato de gás	2013	Permite fazer uma análise dos hidratos do gás para compreender tanto os processos de formação quanto de separação dos compostos, possibilitando determinar sua física – química. Com capacidade para operar em pressões de até 200bar
Ferramenta de desconexão de fundo de poço (WDT-Wet Disconnection Tool) eletro-hidráulica	2013	Ferramenta de desconexão de fundo de poço, reduz até 20% o tempo dispendido em intervenções de coluna de produção em poços com completação inteligente, aumenta a confiabilidade e diminui o tempo gasto em intervenção para substituir coluna de completação nos poços que possuem completação inteligente.

Fonte: MORAES (2013).

Com a nova fronteira geológica do Pré-sal que torna necessárias inovações tecnológicas para exploração petrolífera, a PETROBRAS ampliou sua demanda por inovação e, consequentemente, a rede de cooperação para inovação e os investimentos relativos a essa atividade. Os novos esforços e a superação dos desafios tecnológicos permitiram que a empresa aumentasse a exploração de novos poços em águas ultraprofundas (LIMA, 2015). O trabalho de Lima (2015) faz um levantamento das inovações

desenvolvidas até 2013. Esse estudo complementa o trabalho do autor, e elenca as inovações de 2014 até 2017.

5.3 INOVAÇÕES PARA EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DO PRÉ-SAL DE 2014 A 2017

A Petrobras é a empresa mais importante do país, com padrão técnico de alto nível, alcançando elevados resultados diariamente com volume expressivo de óleo. Apesar do cenário positivo, as características das reservas dificultam a exploração, motivando a empresa a adotar planos estratégicos com mais de 20 anos de antecedência para desenvolver novas soluções nas atividades *offshore*, que são importantes alavancas da indústria e indutoras de novas tecnologias, apropriadas para os setores de energia (Sant'anna, 2010).

De acordo com a Petrobras, para que a inovação aconteça os recursos devem ser adequados aos desafios, os investimentos em produção e distribuição nos últimos dez anos comprovam que a gestão e as soluções inovadoras atendem à demanda nacional. Em 2013, sessenta anos após a descoberta do primeiro poço na Bahia, a empresa aplicou 1,1 bilhão em pesquisa e desenvolvimento, figurando um dos maiores investimentos no setor de energia do mundo, a gestão desses recursos é coordenada pelo Centro de Pesquisas e Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguez de Mello (Cenpes) seguindo as diretrizes do plano de negócios.

Para apresentar os resultados obtidos anualmente até 2017, uma linha do tempo será apresentada, sempre descrevendo de forma técnica a expansão dos limites que garantem a expansão do pré-sal.

O ano de 2013 foi marcado pela exploração de novas fronteiras e otimização de processos já existentes dentro da cadeia produtiva, produção no pré-sal, reservatórios diferenciados, submarinos de produção, sistemas remotos, logística de operações integradas e flexibilização com as cadeias. Os resultados são demonstrados para analisar ano após ano os processos produtivos, afim de buscar novas metodologias que

potencializem ainda mais a etapa *upstream*. O quadro 3 abaixo descreve as tecnologias e suas aplicações para o ano de 2013 (PETROBRAS,2013).

Quadro 2 - Inovações tecnológicas da PETROBRAS em 2013

TECNOLOGIA	INOVAÇÃO
Economia na seleção de materiais para poços produtores de pré-sal	A partir de ensaios laboratoriais e modelagem numérica, foi possível realizar análise físico-química entre as rochas de reservatórios e o fluido injetado inicialmente na Bacia de Santos, deixando-o menos ácido, diminuindo consequentemente a corrosão.
WDT-Wet Disconnection Tool	Desenvolvida pela Petrobras em parceria com Halliburton, reduz 20% do tempo de intervenções para substituição de colunas de produção em poços com completação inteligente, o recurso está se adaptando ao pré-sal, onde altos níveis de pressão, condições severas e riscos de incrustação estão associados.
MPD/MCD	Managed Pressure Drilling/Mud Cap Drilling gerou economia de tempo de uma semana de perfuração e US\$ 7 bilhões em recursos, o objetivo era atingir o pré-sal na profundidade de 5.788 metros.
Conectores do sistema EPR para Testes de longa duração	A Petrobras em parceria com a Weatherford realizou um reprojeto Early Production Riser (EPR ou Riser de Produção Antecipada), que está sendo utilizado em teste de longa duração (TLD) na área de Lula Central, no pré-sal da Bacia de Santos. A maior parte do óleo produzido é rico em gás carbônico (CO ₂) e gás sulfídrico H ₂ S, formando um ambiente agressivo ao material utilizado neste tipo de conector. Esse ambiente, de tensões no interior da conexão, propicia a ocorrência de trincamento do material, levando à ruptura do conector. O reprojeto impede o ingresso de fluidos agressivos no interior da conexão, bloqueando as falhas.
Previsão de risco de formação de fratura no pré-sal por injeção de água	O projeto implementou a diminuição de risco de formação de fratura reduzindo a vazão por formação de água e indicando a melhor zona para injeção no reservatório. Um trabalho realizado pela Unicamp e Pfrat. Análises de efeito térmico em contraste com a temperatura de água injetada e a do reservatório, mudança geomecânica e níveis diferentes de vazão.
Árvore de Natal molhada com interfaces padronizadas	Foi criada para cenários com 2.500 metros de profundidade e pressão nominal máxima de 10.000 psi. As principais inovações das árvores de natal molhadas dos campos de Sapinhoá e Lula-Nordeste são: interfaces do suspensor de coluna, módulos de conexão vertical com maior resistência mecânica, compactação do equipamento para operação com as novas sondas do pré-sal, qualificação de novas vedações metal-metal e elastoméricas para altas concentrações de CO ₂ e qualificação de novos conectores submarinos.

Fonte: Relatório de Tecnologia da Petrobras 2013.

O ano de 2014 foi desafiador para companhia, mas os resultados foram excelentes, a cultura da inovação continuou persistente, permitindo alcançar o marco de 713 barris por dia na região do pré-sal, apenas oito anos depois da descoberta das reservas, as conquistas desse ano premiaram a Petrobras no início de 2015 pelo comitê da Offshore Technology Conference (OTC). O objetivo após sessenta e um anos era explorar novas fronteiras, avaliar potenciais de produção de gás novos, otimizar a manutenção e construção de novos poços offshore, reprojetar sistemas submarinos de produção no pré-sal, melhorar a logística offshore e potencializar a produção de campos existentes maduros. O quadro 4 abaixo detalha as tecnologias no ano de 2014 (PETROBRAS, 2014).

Quadro 3 - Inovações tecnológicas da PETROBRAS em 2014

TECNOLOGIA	INOVAÇÃO
Calibrações rocha-fluído em campos pré-sal	Ensaios medindo a velocidade de propagação das ondas sísmicas sempre foram realizados pela empresa em amostras de campos do pré-sal como: Lula, Cernambi, Franco e Libra, todos na Bacia de Santos. Determinar essas velocidades envolvem fatores geológicos e características de fluidos presentes no espaço poroso, revelando uma dificuldade extra para poços ultra profundos.
Modelagem mineralógica atualizada	A modelagem de novos argilominerais em rochas do pré-sal era uma necessidade, pela quantidade de tipos presentes nas jazidas. Os argilominerais tem comportamentos diferentes e exigiam procedimentos extremamente avançados para identificação. A inovação nesse aspecto está ligada ao desenvolvimento e alinhamento de softwares específicos, identificando inclusive argilominerais de ocorrência rara como <i>interestratificado kerolita-esmectít</i> .
Boias de sustentação de risers	Sistema de conexão poço – plataforma, onde os risers de produção são sustentados por uma boia de sustentação submersa a 240 metros de profundidade, diminuindo o movimento que causa desgaste dos risers ligados a plataforma flutuante, devido à redução de movimentos as configurações desses risers podem ser feitas de maneiras simples, utilizando materiais de menor custo, atendendo bem a vida útil.
Boia Meteo-oceanográfica com tecnologia nacional	Sistema de conexão poço – plataforma, onde os risers de produção são sustentados por uma boia de sustentação submersa a 240 metros de profundidade, diminuindo o movimento que causa desgaste dos risers ligados a plataforma flutuante, devido à redução de movimentos as configurações desses risers podem ser feitas de maneiras simples, utilizando materiais de menor custo, atendendo bem a vida útil.
Risers flexíveis com olho mágico	O primeiro riser flexível com conector (olho mágico) foi desenvolvido, interligando a boia de sustentação de risers com navio-plataforma, instalando sistemas de monitoramento no conector do topo do riser, minimizando o risco de falha do riser por ruptura das armaduras de tração de dutos flexíveis e consequentemente produção parada por danos. No olho mágico existe uma janela que possibilita visualizar o topo da armadura e é uma tecnologia que muda o cenário diminuindo os riscos de acidentes ambientais.

Quadro 3 - Inovações tecnológicas da PETROBRAS em 2014 (cont.)

TECNOLOGIA	INOVAÇÃO
Inibidor de formação de parafina	A técnica foi desenvolvida a partir de arquitetura molecular, a Sisbrax Multipol reduz o tempo de limpeza do poço, que passou a ser de 10 dias. A vazão do produto injetado também foi reduzida, gerando balanço positivo, pois diminuiu a perda de óleo. A redução dos custos chegaram a US\$ 140.000 milhões apenas em fevereiro de 2014.
Combate a perda de circulação severa em poços do pré-sal	Evitando a cimentação a utilização de tampão reticulado, interrompe a circulação severa após acidificação para limpeza da parede do poço por circulação ácida que acarreta perda de fluido. A nova tecnologia gerou uma economia de US\$ 3,5 milhões e no uso de tempo das sondas em 4 dias. O tampão pode ser removido por lavagem ácida gerando mais produtividade, diferente do tampão de cimento.
Economia de Materiais em poços do pré-sal com altas temperaturas na cessão onerosa	A injeção de água e CO2 como fluidos gerou elevação do pH da água deixando-a menos ácida o que é positivo, pois diminui a corrosão. Impactando na seleção de materiais no pré-sal, permitindo a adoção de metalurgia menos nobre para poços produtores que não serão convertidos a injetores. O aço inoxidável super-duplex (SDSS) foi originalmente selecionado para suportar ambiente agressivo decorrente das altas pressões e dos teores de CO2 associados à presença. O novo material selecionado, permitirá, além da redução de custos, menor prazo de fornecimento e aumento do conteúdo local dos projetos.
Nova tecnologia de brocas	A nova tecnologia de brocas permite uma economia na perfuração do pré-sal, os resultados mostraram que durante a perfuração dos carbonatos nos campos de Jubarte e Sapinhoá, nas Bacias do Espírito Santo e de Santos, comprovam a eficiência das brocas Central Stinger e Kymera, desenvolvidas pela Schlumberger e Baker Hughes, respectivamente. A Broca Kymera da Baker 49% menor, um ganho de US\$ 2,34 milhões. Já a broca Kymera reduziu em 44% o custo métrico médio, com ganho de US\$ 7,24 milhões.
Barreira mecânica de anular no pré-sal	A completação com a nova tecnologia é feita pela fixação de diversas barreiras mecânicas ao longo do poço, sem revesti-lo como um todo. Elas possuem sensores de pressão e temperatura que atualizam a degradação da barreira ao longo do tempo, garantindo a integridade estrutural do poço ao longo de sua vida útil (30 anos). Desenvolvida em parceria com a empresa dinamarquesa Welltec.
Caracterização de novas áreas do pré-sal	A avaliação de petróleos descobertos nas áreas do pré-sal exigem relatórios extensos e minimamente analisados como forma de subsidiar as atividades de exploração, produção e abastecimento. Entre estas atividades destacam-se o fornecimento de informações para o Plano de Avaliação das Descobertas (PAD) e atendimento às obrigações junto à Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

Fonte: Relatório de Tecnologia da Petrobras 2014.

Os resultados alcançados pela empresa são inigualáveis, o último a coloca como referência da indústria de energia pela terceira vez. Premiada do OTC Distinguished Achievement Award for Companies, Organizations, and Institutions, teve o

reconhecimento máximo que uma empresa de petróleo pode receber no segmento offshore. Na edição Offshore Technology Conference (OTC), de maio de 2015, a Petrobras recebeu o prêmio pelas dez principais inovações tecnológicas relacionadas à produção na região do pré-sal (PETROBRAS, 2015).

Entre os desafios citados pelo relatório de tecnologia da Petrobras estavam as condições oceanográficas severas nas regiões ultraprofundas no polo da Bacia de Santos comparada a Bacia de Campos. Produzir a uma distância de 300 km da costa na profundidade de 2.200 metros chegando a 5.000 metros abaixo do leito marinho, incluindo a camada de sal de 2.000 metros de espessura. A tecnologia devia suportar as altas pressões e diferentes temperaturas, além dos contaminantes presentes nos fluídos produzidos. O projeto utilizou 20 plataformas de exploração, 47 embarcações de apoio, 3 navios de lançamentos de tubos em águas ultraprofundas e 13 helicópteros. A produção alcançou a marca de 767 milhões de barris operando no pré-sal a maior da história até o momento, as tecnologias mais importantes serão citadas a seguir (PETROBRAS, 2015).

Quadro 5 - Inovações tecnológicas da PETROBRAS em 2015

TECNOLOGIA	INOVAÇÃO
Risers Rígidos	Os risers rígidos foram instalados e ligados a boia de sustentação chamados de Steel Catenary Riser (SCR). Os primeiros com aço de carbono revestidos internamente com liner metálico resistente a corrosão.
Riser rígido com nova configuração	Os Steel Lazy Wave Risers (SLWR) são de aço e instalados com flutuadores formando uma configuração côncava ligadas a unidades flutuantes de produção. É o primeiro sistema do mundo nesse sentido suportando movimentos severos no ambiente do pré-sal.
O mais profundo riser flexível	Ultrapassando a lâmina d'água de 2.200 metros o riser é composto por várias camadas que transfere o petróleo e gás para plataformas de produção. Composto por material metálico e polimérico em partes, o riser atende a corrosão e as condições ultraprofundas.

Quadro 5 - Inovações tecnológicas da PETROBRAS em 2015 (cont.)

TECNOLOGIA	INOVAÇÃO
Risers flexíveis com sistema integrado de monitoramento dos arames de tração	Sistemas de fibras óticas estão presentes nos novos risers permitindo o monitoramento dos arames de tração, emitindo sinais que alertam para ações de manutenção necessárias, evitando danos. Todos os sensores são interligados a sala de controle da plataforma.
Técnica Pressurized Mud Cap Drilling (PMCD)	Um recorde de profundidade utilizando a técnica PMCD a uma profundidade de 2.103 metros foi alcançado. Na perfuração de poços a lama de perfuração é adicionada para manter a pressão e evitar instabilidade das paredes, nos trechos fraturados a lama acaba se infiltrando na rocha, dificultando o avanço do poço a tecnologia PMCD viabiliza a perfuração reduzindo tempo. Utilizada a princípio no campo Lula – 19 onde a perfuração convencional é inviável por conta das perdas de circulação.
Completação inteligente em poços satélites	A completação é a configuração de todos os equipamentos e materiais utilizados para produção ou injeção de fluido. A nova configuração aumenta o fator de produção e consequentemente viabiliza economicamente o processo. A tecnologia em 2015 estava instalada em 22 poços do pré-sal.
Injeção de CO2 em reservatórios de produção	Em reservatórios ultraprofundos o CO2 associado ao gás natural foram separados por sistema de permeação seletiva. Após a separação o dióxido de carbono é reinjetado aumentando a pressão e produtividade dos poços, reduzindo também a emissão para atmosfera. Nesse período três milhões de toneladas de CO2 foram separadas e reinjetadas no pré-sal da bacia de Santos.
Mais profundo poço submarino de injeção de CO2	No campo de Lula o poço injetor recorde situa-se a uma lâmina d'água de 2.200 metros, para aumentar a pressão do reservatório e o fator de recuperação.
Injeção alternada de água e gás	Em águas ultraprofundas a técnica começou a ser empregada no ano de 2013, mas a otimização do sistema de gerenciamento do reservatório aumenta consideravelmente o fator de recuperação.

Fonte: Relatório de Sustentabilidade da Petrobras 2017.

Em 2016 o recorde alinhou-se à meta da Petrobras de 2.145 milhões de barris por dia. Houve um aumento de aproximadamente 0,75% em relação a 2015, com a produção em 2.144.256 barris/dia. O pré-sal superou as expectativas, com aumento superior da produção em camadas pós-sal, as águas ultraprofundas registram 33% de acréscimo em relação ao ano anterior. A produção na Bacia de Santos avançou, apresentando melhores alternativas de extração por menor custo. A área de exploração e produção tem um portfólio que maximiza potencial de risco e retorno através de análises por campo.

Nesse ano três sistemas foram instalados nos campos Lula Central, Lula Alto e Lapa, otimizando a capacidade produtiva de óleo e processamento de gás, em águas cada vez mais profundas, seguindo a ordem de campo de 2.100, 2.100 e 2.140 metros respectivamente (PETROBRAS, 2016).

Os investimentos em pesquisa para o setor de exploração e produção obtiveram 548,5 milhões por intermédio de parcerias, os resultados podem ser observados a partir das soluções tecnológicas (PETROBRAS, 2016).

Quadro 6 - Inovações tecnológicas da PETROBRAS em 2016

TECNOLOGIA	INOVAÇÃO
Otimização do sistema de ancoragem	Nas plataformas P-67, P-68, P-69, P-70, P-74, P-75, P-76 e P-77, foram reduzidas linhas de ancoragem que custariam para companhia R\$ 470 milhões, todos os valores são referentes aos materiais e instalações. Aproximadamente 30 linhas não estão instaladas, linhas previstas no projeto inicial que acabaram sendo excluídas por adaptação inteligente.
PWDa - Pressure While Drilling Analyzer	O software PWDa recebe informações de perfuração em tempo real, mostra problemas operacionais existentes, situações de alerta e reduz o tempo de sonda de perfuração, gerando economia de R\$ 34 milhões no ano.
ENDFlex	O software utiliza critérios para classificar riscos no histórico de falhas do campo.
Novas recomendações	Novas recomendações para abertura de poços tem em vista simulação numérica, que permite aumento da vazão gradual e evita perdas na produção, gerando receita de R\$ 125 milhões no ano.

Fonte: Relatório de Sustentabilidade da Petrobras 2017.

Em 2017 a produção alcançou em junho 1,35 milhões de barris no pré-sal. A plataforma Lula conectada aos FPSOs Cidade de Caraguatatuba, Cidade de Ilhabela, Cidade de Maricá, Cidade de Mangaratiba e Cidade de Saquarema – todos instalados na Bacia de Santos, contribuíram para esse salto. O campo é de extrema importância porque apoia o

crescimento da produção, e estimula instalação de novos navios de produção como citado anteriormente (PETROBRAS, 2017).

Dentro das perspectivas e desafios existem seis linhas de pesquisa desenvolvidas apoiadas no Cenpes (PETROBRAS, 2017).

Quadro 7 - Inovações tecnológicas da PETROBRAS em 2017

TECNOLOGIA	INOVAÇÃO
Perfuração sem Risers	Para realizar operações em paralelo na construção de poços marítimos e poupar tempo de manobra para tubulares ao longo das lâminas d'água, a pesquisa pretende eliminar os risers e perfurar de outra maneira.
Perfuração a Laser	Combinando brocas com cortadores convencionais, a pesquisa pretende utilizar perfuração a laser de fibra ótica, fragilizando a rocha antes que os cortadores entrem em contato, facilitando o progresso e garantindo a estabilidade da perfuração.
Técnica avançada de absorção de CO2	Consiste em absorver dióxido de carbono com solvente bifásico, capturando-o tanto dos gases de exaustão quanto do gás natural produzido, diminuindo o peso do CO2 e promovendo a eficiência energética.
Computação de alto desempenho	Aumento no desempenho das simulações de reservatórios e simulações geológicas, reduzindo a probabilidade de erros operacionais, treinando profissionais da área, restringindo tempo de modelagem, aumentando a complexidade e qualidade dos projetos.

Fonte: Relatório de Sustentabilidade da Petrobras 2017.

5.4 O FUTURO DAS INOVAÇÕES

A Petrobras possui um sólido plano estratégico para anos futuros. Dessa forma 2007 motivada pelas descobertas de óleo no pré-sal e crescimento do mercado interno, elaborou o plano de 2020, que tem como base o desenvolvimento e a criação de métodos para facilitar a exploração em áreas atípicas (PETROBRAS, 2014).

Em 2013 com as mudanças ocorridas no marco exploratório, elaborou outra estratégia econômica que prevê com 17 anos de antecedência possíveis mudanças dentro do

cenário industrial. Com novos regimes de Cessão Onerosa de Partilha, crescimento da produção americana e crise econômica, a empresa sentiu necessidade de ampliar a exploração até 2020, focando na otimização de ferramentas existentes (PETROBRAS, 2014).

A empresa planeja produzir em 2020/30 4 milhões de barris de petróleo por dia, o que exigirá o desenvolvimento de novas tecnologias. O Quadro 8 resume os projetos que a empresa tem para os próximos 10 anos (PETROBRAS, 2014).

Quadro 8 - Inovações tecnológicas planejadas pela PETROBRAS

TECNOLOGIA	ANO	INOVAÇÃO
Equipamentos de processo mais robustos	2020	- Com a tecnologia de membranas cerâmicas e micro-ondas os equipamentos serão mais compactados e poderão ser adicionadas nas plataformas ou até mesmo no fundo dos oceanos.
	2030	
NANOMATERIAIS	2020	- Melhorar performance, reconstituindo revestimentos quando houver atrito ou dano, evitando interrupção da produção e reduzindo assim gastos nos setores.
	2030	
Veículo autônomo submarino	2020	- Utilizando recurso de realidade aumentada robôs sem cabeamento estão sendo testados para monitorar operações em águas profundas e ultraprofundas, serão constituídos por sensores e poderão ser monitorados em sessões terrestres.
	2030	
Processamento submarino	2020	- Separadores de fluído que estão instalados nas plataformas poderão ser instalados em grandes profundidades, sensores estarão presentes no projeto que economizará espaço ou até excluirá necessidade de plataformas.
	2030	
Distribuição de energia submarina	2020	- A energia poderá ser distribuída em leito marinho a partir de longas distâncias, onde o escoamento da produção acontecerá no mar, o petróleo poderá ser enviado direto para terra sem necessidade de plataformas.
	2030	
Nanopartículas	2020	- A aplicabilidade será diversificada, mas o teste está ligado a drenagem facilitada. Injetadas em reservatório elas aumentam a produção em campo estimulando o fluxo de fluído presente nas rochas.
	2030	

Fonte: Relatório de Sustentabilidade da Petrobras 2017.

A busca por inovação está alinhada à dificuldade encontrada na perfuração em águas cada vez mais profundas, que deve ser prioridade. Parcerias estratégicas que ajude a cumprir o plano exploratório são essenciais, pois funcionam como garantia de sucesso.

A otimização de técnicas existentes para aperfeiçoamento de dados e redução dos períodos também são importantes. Com isso os volumes e operações em novas reservas serão ampliadas até 2030. Com desenvolvimento tecnológico no pré-sal a indústria ganha novos contratos, aumenta a frota, diminui o período exploratório e consequentemente amplia a confiança que é orientada por resultados de valor.

6. CONCLUSÃO

O estudo sobre as inovações e desafios do pré – sal teve por objetivo apresentar dados e trazer uma contribuição acerca da realidade brasileira que busca avanços tecnológicos para aumento da produtividade. Todos os processos e avanços *upstream* precisam de ampliação constante, e essas novas tecnologias de 2013 a 2017 demonstram que apesar da crise, a Petrobras não estagnou com a economia.

O trabalho teve por objetivo compilar dados sobre a realidade brasileira acerca das inovações tecnológicas. As maiores dificuldade encontradas no desenvolvimento, foi a dificuldade em encontrar todos os dados atualizados e compilar em tabelas de ordem crescente anualmente.

Mudanças podem ainda ser realizadas para aperfeiçoamento de diversas áreas do segmento como:

- Aprimoramento do banco de dados da cadeia de petróleo e modelagens que incluem novas ocorrências, assim como alteração de sistemas importados para nacionais, tendo objetivo de reduzir custos operacionais e diminuir a dependência de importação que interrompe muitas vezes operações.
- Testes com materiais menos agressivos, injeção de CO₂ por recuperação em todos os poços evitando a emissão de gases tóxicos no meio ambiente. Problemas com a queima de gás podem ser minimizados do sistema de produção.

- Buscar alternativas para fragilização de rochas antes da perfuração, garantido estabilidade das paredes da sessão, diminuindo influxo de fluido e aumentando a segurança. Desenvolvimento de estudos para aplicação de laser de fibra ótica.
- Acabar com a vinculação das plataformas, que geram gastos anuais incontáveis, tanto em manutenção, quanto em instalação. Uso de equipamentos automatizados paralelos como robôs inteligentes e distribuição de energia submarina podem ser estratégias viáveis com passar dos anos.

Os planos da Petrobras visam a inovação de processos com foco no pré-sal. A empresa constantemente se recicla, com relatórios de gestão que são alterados para acompanhar os mais variados acontecimentos. Os resultados tecnológicos demonstrados na linha do tempo mostram que o Brasil sempre será referência na exploração de petróleo e gás em águas ultraprofundas.

A maior contribuição no desenvolvimento deste trabalho, foi a atualização das inovações tecnológicas. A cronologia dos avanços tecnológicos de desde 1964 até 2017, mostrando como a Petrobras evolui ao passar dos anos.

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ALMEIDA, E.F. in PINTO Jr. (org.) (2004). Economia da Energia: Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial. Campus Editora. Rio de Janeiro.
- BARROS, P. S.; SCHUTTE, G. R.; PINTO, L. F. S. Além da autossuficiência: o Brasil como protagonista no setor energético. Brasília: Ipea, 2012. (Textos para Discussão, n. 1.725).
- BECK, R.; FIDORA, M. The impact of sovereign wealth funds on global financial markets. Frankfurt: European Central Bank, 2008. (Occasional Paper Series, n. 91).
- BELL, M., Ross-Larson, B., & Westphal, L. E. (1984). Assessing the performance of infant industries. Journal of Development Economics, 16(1-2):101–128.
- BONOMO, D. Z. Diálogo estratégico sobre energia Brasil-Estados Unidos. In: ENCONTRO INTERNACIONAL DE ENERGIA, 13. Fiesp, São Paulo, 7 ago. 2012.
- CASTELAR, A., (2009). Sociedade e Economia: Estratégias de Crescimento e Desenvolvimento, Brasília 2009.

COLELA JUNIOR, O. Oportunidades para o setor brasileiro de petróleo e gás. In: ENCONTRO INTERNACIONAL DE ENERGIA, 13. Fiesp, São Paulo, ago. 2012.

COTTA - O petróleo é nosso? - Guavira Editores - 1975 - Rio de Janeiro.

DOSI, G., Sources, Procedures and Microeconomic Effects of Innovation. *Journal of Economic Literature*, vol. 26, n. 3 (Set. 1988), p. 1120-1171. Traduzido por José Ricardo Fucidji, Fontes, Procedimentos e Efeitos Microeconômicos da Inovação, 52p. Disponível em:<<http://pt.slideshare.net/ProfessorAdalbertoAzevedo/dosi1988traduzido>> Acesso em: jul. 2017.

DOSI, G [1982] Mudança Técnica e Transformação Industrial: A teoria e uma aplicação à indústria dos semicondutores. Campinas: Ed. Unicamp, 2006.

DOSI, G. (1988). Technical Change and Economic Theory, chapter The nature of the innovative process, pages 221–238. Pinter Publisher, Londres & Nova York.

ERBER, F. Convenções de desenvolvimento no Brasil contemporâneo: um ensaio de economia política. Brasília: Cepal; Ipea, 2010. (Textos para discussão).

FOLHA DE SÃO PAULO. Existência de petróleo na camada é aposta de estatal 67 desde os anos 70, 2008. Acesso em: 16 junho 2017.

FREEMAN, C.; SOETE, L. A economia da inovação industrial. Campinas: Editora Unicamp, 2008.

FURTADO, A. T. A trajetória tecnológica da PETROBRAS na produção offshore. Revista Espacios Digital, v. 17 (3), 1996. Disponível em <<http://www.revistaespacios.com/a96v17n03/30961703.html>> Acesso em: 15 Jul. 2017.

FURTADO, A. T., (1996), A trajetória tecnológica da Petrobrás na produção offshore. Revista Espacios Digital, v.17 (3). Acesso em : 10 Nov. 2017.

GABRIELLI, J. S., (2011), Tecnologia e logística em águas profundas. Revista Economia Estadão, 2011. Disponível em: <http://economia.estadao.com.br/noticias/geral,tecnologia-e-logistica-em-aguas-profundas-imp-,685109>. [10 Nov. 2017]

GABRIELLI, J. S. O Atlântico Sul e a costa ocidental da África: os interesses brasileiros e a questão energética. In: JOBIM, N. A.; ETCHEGOYEN, S. W.; ALSINA, J. P. (Orgs.). Segurança internacional: perspectivas brasileiras. Rio de Janeiro: FGV, 2010.

GIELFI, G. G. A interação usuário-produtor na indústria petrolífera nacional: o caso da PETROBRAS e seus fornecedores. Trabalho de Conclusão de Curso, Unesp, 2010.

KLINE, S. J.; ROSENBERG, N., (1986). "An overview of innovation." In: Landau, R.; Rosenberg, N. (eds.), The Positive Sum Strategy - Harnessing Technology for Economic Growth, Washington, pp. 275-305.

LEITÃO, D. M. Dez anos de pesquisa tecnológica sobre processos. Boletim Técnico da PETROBRAS, nº 1, jan. /mar. 1984, v. 27, p. 50-73.

LIMA, T. D. (2015); *Desafios tecnológicos na exploração de petróleo em águas profundas: O sistema Petrobrás de inovação*, 2015. Dissertação (Mestrado em Programa de Pós-Graduação em Economia da Faculdade de Ciências e Letras). UNESP/ Araraquara.

Lopes, P.H.M. (2011). *Uma solução para o problema de roteamento de embarcações de apoio offshore através da meta-heurística RTR*. 2011. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). COPPE. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro.

MORAIS, J. M. Petróleo em águas profundas: uma história tecnológica da PETROBRAS na exploração e produção offshore. Brasília: Ipea: PETROBRAS, 2013. Disponível em <<http://hdl.handle.net/11058/1147>>. Acesso em: 10 de Julho de 2017.

MORAIS, J. M., (2013), Petróleo em águas profundas: uma história tecnológica da Petrobras na exploração e produção offshore. Brasília: Ipea: Petrobras. [05 Nov. 2017].

MULROW, C,D, [1994]. COCHRANE- Como fazer uma Revisão Sistemática Cochrane . Acesso: 17 de julho de 2017.

PAMPLONA, Nicola. Petrobras e Petrogal miram pelo menos dez reservas no megacampo. Rio de Janeiro: Economia & Negócios, O Estado de S. Paulo, 18 de novembro de 2007, p. B10.

PETROBRAS: custo de extração do pré-sal é "econômico". Rio de Janeiro. Agência Reuters. 22 de agosto de 2008. Acesso: 18 de Maio de 2017.

PETROBRAS. Petróleo em Áreas de Novas Fronteiras na Bacia de Santos, 2006. Acesso em: 14 Junho 2017. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/pt/nossas-atividades/areas-de-atuacao/exploracao-e-producao-de-petroleo-e-gas/pre-sal>>

PETROBRAS. Plano de Negócios e Gestão 2015-2019. Rio de Janeiro, jun. 2015 (a). Disponível em :<<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/comunicados-e-fatos-relevantes/fato-relevante-ajustes-no-plano-de-negocios-e-gestao-2015-2019-informacoes-complementares>> Acesso em: 12 de Julho 2017.

PETROBRAS. Pré-Sal: Produção de Petróleo e Gás Natural, 2014. Acesso em: 22 Junho 2017.

PETROBRAS. Relatório de Tecnologia 2011. Rio de Janeiro, jun. 2012. Disponível em:<<http://www.PETROBRAS.com.br/pt/nossas-atividades/tecnologia-e-inovacao/>> Acesso em: 12 Julho 2017.

PETROBRAS. Relatório de Tecnologia 2012. Rio de Janeiro, set. 2013. Disponível em:<<http://www.PETROBRAS.com.br/pt/nossas-atividades/tecnologia-e-inovacao/>> Acesso em: 12 Julho 2017.

PETROBRAS. Relatório de Tecnologia 2013. Rio de Janeiro, set. 2014 (b). Disponível em:<<http://www.petrobras.com.br/lumis/portal/file/fileDownload.jsp?fileId=8A8B2D164F32A6C1014FF50A6A817AB9>>. Acesso em: 10 julho 2017.

PETROBRAS. Relatório de Tecnologia 2014. Rio de Janeiro, set. 2015 (b). Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/fatos-e-dados/relatorio-apresenta-nossos-principais-resultados-de-2014-na-area-de-tecnologia.htm>>Acesso em: 12de julho 2017.

PETRBRAS. Relatório de Sustentabilidade 2017 em: <<http://www.petrobras.com.br/pt/sociedade-e-meio-ambiente/relatorio-de-sustentabilidade/>> Acesso em: 12de agosto 2017.

PETROBRAS, (2011), 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.

ROSENBERG N. (1969). The direction of technological change: Inducement mechanisms and focusing devices. *Economic Development and Cultural Change*, 18(1):1–24.

SANT'ANNA, A. A. Brasil é a principal fronteira de expansão do petróleo no mundo. *Visão do Desenvolvimento*, n. 87. Rio de Janeiro: BNDES, 18 de out. 2010.

SCHUMPETER, Joseph Alois. Capitalism, socialism and democracy. George Allen & Unwin (Publishers) Ltd 1976.

SCHUMPETER, Joseph Alois. Teoria do desenvolvimento econômico. São Paulo: Abril Cultural, 1997.

WILLIAMS, I. Z. Pesquisa Tecnológica na PETROBRAS – a conquista de um objetivo. Boletim Técnico da PETROBRAS, jan. /mar. 1967, p. 85-98.