



MOBILIZAÇÃO EMPRESARIAL
PELA INOVAÇÃO

**Indústria
2027**

mei MOBILIZAÇÃO EMPRESARIAL PELA INOVAÇÃO

Estudo de sistema produtivo
PETRÓLEO E GÁS



Iniciativa da CNI - Confederação
Nacional da Indústria



Iniciativa da CNI - Confederação
Nacional da Indústria

PROJETO INDÚSTRIA 2027

Riscos e oportunidades para o Brasil diante de inovações disruptivas

ESTUDO DE SISTEMA PRODUTIVO
PETRÓLEO E GÁS

FOCO SETORIAL

Exploração e produção em águas profundas

Indústria
2027
mei MOBILIZAÇÃO EMPRESARIAL PELA INOVAÇÃO

Brasília
2018

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA – CNI

Robson Braga de Andrade

Presidente

Diretoria de Educação e Tecnologia – DIRET

Rafael Esmeraldo Lucchesi Ramacciotti

Diretor de Educação e Tecnologia

Instituto Euvaldo Lodi – IEL

Robson Braga de Andrade

Presidente do Conselho Superior

IEL – Núcleo Central

Paulo Afonso Ferreira

Diretor-Geral

Gianna Cardoso Sagazio

Superintendente



Iniciativa da CNI - Confederação
Nacional da Indústria

**Indústria
2027**

mei MOBILIZAÇÃO EMPRESARIAL PELA INOVAÇÃO

Estudo de sistema produtivo
PETRÓLEO E GÁS

©2018. IEL – Instituto Euvaldo Lodi

Qualquer parte desta obra poderá ser reproduzida, desde que citada a fonte.

IEL/NC

Superintendência IEL

FICHA CATALOGRÁFICA

I59e

Instituto Euvaldo Lodi. Núcleo Central.

Estudo de sistema produtivo petróleo e gás/ Instituto Euvaldo Lodi, Helder Queiroz Pinto Jr. -- Brasília : IEL/NC, 2018.

73 p. il. (Indústria 2027: riscos e oportunidades para o Brasil diante de inovações disruptivas)

1. Cluster Tecnológico 2. Sistemas Produtivos 3. Petróleo e Gás 4. Exploração e Produção em águas profundas I. Título

CDU: 662

IEL

Instituto Euvaldo Lodi
Núcleo Central

Sede

Setor Bancário Norte
Quadra 1 – Bloco C
Edifício Roberto Simonsen
70040-903 – Brasília – DF
Tel.: (61) 3317-9000
Fax: (61) 3317-9994
<http://www.portaldaindustria.com.br/iel/>

Serviço de Atendimento ao Cliente - SAC

Tels.: (61) 3317-9989/3317-9992

sac@cni.org.br

SUMÁRIO

APRESENTAÇÃO	7
INDÚSTRIA 2027	9
RESUMO EXECUTIVO	13
INTRODUÇÃO	19
1 CARACTERIZAÇÃO ECONÔMICA	23
1.1 Panorama internacional	23
1.2 Panorama brasileiro	30
2 CLUSTERS TECNOLÓGICOS RELEVANTES	41
2.1 Identificação das tecnologias relevantes	41
2.2 Experiência internacional	49
2.3 Experiência brasileira	51
2.4 Conclusões	64
3 DESAFIOS E IMPLICAÇÕES PARA O BRASIL	67
REFERÊNCIAS	71



APRESENTAÇÃO

A convergência tecnológica presente em nossas vidas passa pela indústria, cada vez mais movida pela inovação. Esse espírito inovador, por sua vez, alimenta a competitividade e impulsiona novos modelos de negócios. O *Projeto Indústria 2027: riscos e oportunidades para o Brasil diante de inovações disruptivas* avalia não só os impactos de inovações potencialmente disruptivas sobre a indústria nos próximos dez anos, como também a capacidade de o Brasil e suas empresas superarem riscos e aproveitarem oportunidades derivadas de novas técnicas. Além disso, fornece subsídios para as estratégias corporativas e a formulação de políticas de inovação.

O projeto é uma iniciativa da Confederação Nacional da Indústria (CNI) e da Mobilização Empresarial pela Inovação (MEI), coordenada pelo Instituto Euvaldo Lodi (IEL), com execução técnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ) e da Universidade Estadual de Campinas (Unicamp).

O Indústria 2027 identificou oito *Clusters* Tecnológicos – como internet das coisas, inteligência artificial, nanotecnologia e materiais avançados –, inovações cujos efeitos na economia e na sociedade são um caminho sem volta. Lançou, ainda, uma pesquisa inédita que mostrou o nível de adoção das tecnologias 4.0 nas empresas brasileiras. Agora é o momento de ressaltar o impacto das tecnologias delineadas pelo projeto nos dez sistemas produtivos analisados e o comportamento dos setores frente à adoção de técnicas avançadas.

Com um panorama sobre a influência da tecnologia no sistema produtivo de petróleo e gás, este documento traz os desafios e as implicações das tecnologias disruptivas propostas no projeto para o setor. O foco é a atividade de exploração e produção em águas profundas.

A competitividade da indústria é feita com inovação; cooperação entre o setor produtivo, o governo e os centros de conhecimento; e estratégia de longo prazo para o desenvolvimento do país.

A indústria brasileira pode desenvolver competências, aproveitar oportunidades de competir em melhores condições, gerar empregos, criar novos serviços e contribuir para a ascensão da qualidade de vida da população brasileira.

Boa leitura.

Robson Braga de Andrade
Presidente da Confederação Nacional da Indústria (CNI)



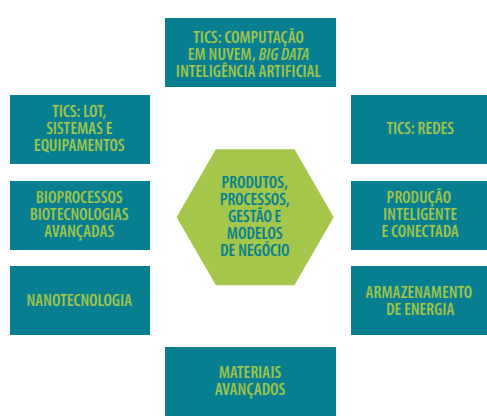
INDÚSTRIA 2027

O projeto **Indústria 2027: riscos e oportunidades para o Brasil diante de inovações disruptivas** tem como objetivos avaliar os impactos de um conjunto de novas tecnologias com alto potencial transformador sobre a competitividade da indústria nacional no horizonte de cinco a dez anos. Além disso, busca fornecer subsídios para o planejamento corporativo de empresas e para a formulação de políticas públicas, visando estratégias de emparelhamento da indústria *vis-à-vis* às melhores práticas competitivas internacionais.

O projeto **Indústria 2027** tem como objetos de análise *Clusters* Tecnológicos e Sistemas Produtivos e, nesses últimos, Focos Setoriais (Quadro A1). Os *Clusters* Tecnológicos compreendem um conjunto de tecnologias-chave agrupadas por proximidade tecnológica e de bases de conhecimento envolvidas.

Os Sistemas Produtivos correspondem a grupos de setores industriais selecionados pela sua participação na estrutura industrial brasileira. Os principais critérios para identificação dos Focos Setoriais foram o potencial de impactos disruptivos a serem aportados pelas novas tecnologias e a relevância do setor em termos de geração de produto, empregos, exportações e inovação.

Quadro A1 – Clusters Tecnológicos, Sistemas Produtivos e Focos Setoriais



O diagrama mostra um hexágono centralizado com o texto 'PRODUTOS, PROCESSOS, GESTÃO E MODELOS DE NEGÓCIO'. Ao redor dele, há sete retângulos de tecnologia: 'TICS: COMPUTAÇÃO EM NUVEM, BIG DATA INTELIGÊNCIA ARTIFICIAL' (topo), 'TICS: LOT, SISTEMAS E EQUIPAMENTOS' (esquerda superior), 'TICS: REDES' (esquerda inferior), 'BIOPROCESSOS BIOTECNOLOGIAS AVANÇADAS' (esquerda inferior), 'NANOTECNOLOGIA' (esquerda inferior), 'PRODUÇÃO INTELIGENTE E CONECTADA' (direita superior), 'ARMAZENAMENTO DE ENERGIA' (direita superior) e 'MATERIAIS AVANÇADOS' (inferior).

Sistemas Produtivos	Focos Setoriais
Agroindústrias	Alimentos Processados
Insumos Básicos	Siderurgia
Química	Química verde
Petróleo e Gás	E&P em Águas Profundas
Bens de Capital	Máquinas e Implementos Agrícolas, Máquinas Ferramenta, Motores Elétricos e Outros Seriadados, Equipamentos de GTD
Complexo Automotivo	Veículos Leves
Aeroespacial, Defesa	Aeronáutica
TICs	Sistemas e Equipamentos de Telecom Microeletrônica Software
Farmacêutica	Biofármacos
Bens de Consumo	Têxtil e Vestuário

Fonte: Elaboração própria.

O projeto **Indústria 2027** está construído ao longo de três etapas sequenciais: (i) na primeira etapa, especialistas nos distintos *Clusters* produziram análises sobre tendências e impactos potenciais de tecnologias emergentes sobre sistemas produtivos¹; (ii) estas reflexões serviram como insumo para a segunda etapa, quando especialistas setoriais avaliaram o processo de geração, absorção e difusão destas tecnologias em Sistemas e Focos Setoriais e seus impactos sobre a competitividade empresarial; (iii) as análises de *Clusters* e Sistemas Produtivos servirão para a reflexão sobre estratégias públicas e privadas.

As trajetórias dos *Clusters* Tecnológicos

A avaliação dos oito *Clusters* Tecnológicos identificou as tecnologias-chave que, introduzidas comercialmente em até dez anos, podem iniciar mudanças em Sistemas Produtivos, alterando modelos de negócios, padrões de concorrência e a atual configuração de posições de liderança das empresas. Nesse horizonte temporal essas tecnologias podem constituir ameaças e oportunidades para empresas estabelecidas ou novas empresas, bem como implicar no surgimento de novos segmentos de mercado.

A avaliação dos *Clusters* indicou as seguintes trajetórias: (i) integração: qualquer solução tecnológica usa, intensivamente, outras tecnologias e bases de conhecimento distintas, em especial aquelas associadas às tecnologias de informação e comunicação (TIC); conectividade: o potencial das tecnologias aumenta pela geração, absorção e difusão por meio de redes digitais e; inteligência: crescente incorporação de conhecimentos científicos (“inteligência”) nas aplicações comerciais destas tecnologias; (ii) os impactos sobre empresas se diferenciam ao longo do tempo: algumas aplicações tecnológicas já produzem impactos disruptivos hoje e continuarão assim em dez anos; outras somente os produzirão no futuro próximo, enquanto outras impactam empresas e setores com intensidade moderada (otimizando processos, induzindo a geração de novos produtos, por exemplo) no presente, mas poderão causar impactos disruptivos no futuro.

Questões orientadoras das análises de Sistemas Produtivos e Focos Setoriais

Os estudos de Sistemas Produtivos e Focos Setoriais foram ancorados no conhecimento de especialistas, em estudos recentes feitos por centros de investigação e empresas de consultoria, em entrevistas qualitativas e, em alguns casos, quantitativas, junto a empresas e em uma pesquisa de campo junto a uma amostra representativa de Sistemas Produtivos (em torno de 750 empresas), onde se buscaram informações sobre o uso atual e esperado de tecnologias digitais e impactos sobre atributos competitivos, em diferentes funções organizacionais das empresas.

1. Fonte: Disponível em: <http://www.portaldaindustria.com.br/publicacoes/2017/10/nota-tecnica-etapa-i-do-projeto-industria-2027/>.

A avaliação dos Sistemas Produtivos e Focos Setoriais está estruturada em três partes: (i) análise da estrutura econômica, competitiva, tecnológica e produtiva do sistema e foco setorial no mundo e no Brasil; (ii) identificação das tecnologias relevantes para a competitividade do sistema e foco, no processo de geração, absorção e difusão destas tecnologias e seus impactos sobre modelos de negócio, padrões de concorrência e estruturas de mercado; (iii) riscos, oportunidades e desafios para a indústria brasileira.

Em particular procurou-se responder: (i) Quais são as tecnologias relevantes para cada sistema produtivos? Como elas impactarão cada sistema produtivo? Quais os maiores riscos e oportunidades para o Brasil?; e (ii) Qual a capacidade de resposta atual e potencial do sistema empresarial? Quais são os requisitos técnicos, empresariais, institucionais e financeiros para aproveitar oportunidades e defletir os riscos que as inovações disruptivas podem representar?



RESUMO EXECUTIVO

A atividade de exploração e produção (E&P) de petróleo tem sido orientada para novas fronteiras, com destaque para os denominados recursos não convencionais (como *shalegas, shaleoil etightoil*) – em especial na América do Norte – e para a exploração em águas profundas e ultraprofundas – em especial o pré-sal no Brasil. Isso se deve a dois fatores principais:

- A preocupação histórica com sustentabilidade e disponibilidade de recursos petrolíferos devida à dependência da economia mundial aos hidrocarbonetos (petróleo e gás natural), amparada em análises e cenários indicativos de rápido esgotamento.
- Os custos crescentes do acesso a jazidas de petróleo e gás natural devido à raridade cada vez maior das grandes descobertas de reservas de mais baixo custo.

Viabilizar tal reorientação, porém, demanda que a indústria petrolífera mundial supere desafios tecnológicos de modo a desenvolver os recursos associados ao óleo não convencional e em águas profundas e trazê-los ao mercado. A década de preços elevados 2004-2014 favoreceu o início da expansão dessas fronteiras. Porém, com a recente queda dos preços internacionais, a busca de vetores de redução de custos se tornou crucial.

Panorama internacional e brasileiro

Historicamente, as inovações tecnológicas no sistema produtivo de petróleo e gás permitiram ampliar as fronteiras de exploração e produção. As soluções tecnológicas atuais buscam não apenas superar os desafios técnicos de acesso e recuperação de óleo e gás natural em ambientes mais difíceis, mas também se constituir num importante vetor de redução de custos, a fim de assegurar a viabilidade econômica e a competitividade para as reservas dessas novas fronteiras de produção.

O segmento de refino também tem enfrentado uma série de transformações estruturais, mesmo antes da queda de preços de 2014 – e, de fato, os riscos inerentes à atividade tendem a ser crescentes. Pelo lado da oferta, o *mix* de derivados produzido nas refinarias ainda não é flexível a ponto de maximizar ou priorizar a produção de correntes de um derivado específico. Tal rigidez produz desequilíbrios para o ajuste, a médio e longo prazos, com a demanda de derivados.

A questão se torna cada vez mais grave na medida em que a demanda de derivados passa por mudanças estruturais substantivas em todo o mundo. Após um período importante de crescimento da capacidade de processamento de petróleo bruto nas refinarias até o fim dos anos 1990, observa-se uma mudança significativa a partir de 2000, desde quando empresas de vários países e regiões têm encerrado a atividade.

Nessas circunstâncias, é imperativo que as regiões e as empresas que compõem o sistema produtivo de petróleo e gás natural reduzam o tempo de execução dos projetos, estendam a vida útil dos campos produtores e, conseqüentemente, reduzam os custos tanto nas despesas de capital (*capital expenditures* – Capex) quanto nas operacionais (*operational expenditures* – Opex).

Para alcançar tais objetivos, é cada vez mais recorrente a adoção de novas ferramentas de gestão e soluções tecnológicas, especialmente nas áreas de novas fronteiras de exploração e produção. Assim, a expansão setorial se vincula fortemente à introdução de inovações e soluções tecnológicas que permitam ampliar os ganhos de produtividade e as diferentes fontes de redução de custos.

No que concerne à situação brasileira, a característica principal deste sistema produtivo ao longo das últimas décadas diz respeito à capacitação e à especialização no desenvolvimento de recursos petrolíferos *offshore*. Os aspectos-chave, que envolvem a importância econômica, as estruturas de mercado e as estratégias competitivas, são predominantemente caracterizados pelo mesmo fator central: ampliação da cooperação industrial entre empresas petrolíferas e parapetrolíferas. Esse modelo, com intensa participação das parapetrolíferas na geração de soluções e inovações tecnológicas, pode contribuir para a superação dos desafios técnicos e geológicos enfrentados pelas operadoras petrolíferas.

Transformações tecnológicas

No caso das refinarias de petróleo, destaca-se a busca das inovações de *smart manufacturing* (manufatura inteligente), como:

- Instrumentação e sensores avançados.
- Otimização e controle de fluxos em tempo real sob incerteza.
- *Design* molecular verde para produtos de alto valor agregado.
- Análise ajustável de *big data* para otimização de processos, monitoramento e gestão.
- Plataformas avançadas de *hardware* e *software*.
- Tecnologias de modelagem e simulação preventivas.

Já os *Clusters* Tecnológicos mais relevantes para a exploração em águas profundas são: inteligência artificial (IA), *bigdata*, computação em nuvem, materiais avançados e nanomateriais e robótica autônoma.

Face aos desafios de acesso às novas fronteiras de exploração e à necessidade de reduzir custos, têm sido adotadas algumas soluções tecnológicas específicas para esse sistema produtivo. Elas emergem da busca por padronização de novas soluções, reunindo elementos de digitalização, *data-driven operations* e IA, e usando cada vez mais robótica IMR (inspeção, manutenção e reparo), sistemas modulares e híbridos, interpretação de imageamentos, gráficos 3D, *machine learning*, realidade aumentada, sensores para ambientes hiperbáricos e sistemas de navegação avançada para veículos subaquáticos autônomos (*autonomous underwater vehicles* – AUV) com sensoriamento integrado.

O vetor de tendência, entretanto, que mais chama a atenção nas atividades *offshore* é a crescente expansão dos equipamentos instalados no leito submarino (*subsea*), que aumenta e multiplica as unidades chamadas *subsea factories* (fábricas submarinas). Tais soluções, inicialmente voltadas ao aprimoramento da interligação dos poços aos sistemas de produção, visam a reduzir as restrições de peso e espaço das plataformas *offshore*. Porém, foram se tornando cada vez mais complexas, requerendo a integração de um conjunto de diferentes tecnologias de suporte, conexão, monitoramento e geração de informações.

No caso brasileiro, em particular, a Petrobras estima que hoje a incorporação de inovações tecnológicas submarinas a um projeto *offshore* reduziria em 35-40% seus custos por comparação a projetos similares concebidos em 2010. Para tal, uma série de soluções tecnológicas, com incorporação de ferramentas digitais, têm sido privilegiadas para superar os desafios de locação de equipamentos, sistemas de produção e acesso a jazidas em águas ultraprofundas. Destacam-se nesse contexto alguns vetores-chave de inovação e redução de custos:

- Papel da robótica autônoma e colaborativa.
- Uso crescente de novos materiais (especialmente fibras de carbono), nanomateriais, compósitos, nanopolímeros e mecatrônica.
- Propriedade compartilhada de produtos, equipamentos e processos.
- Integração de novas tecnologias e com demais processos industriais.
- Aperfeiçoamento das tecnologias de imageamento e sísmica para melhoria do processo de decisão de locação de poços e da capacidade de interpretação de dados e modelos geológicos sobre geração, migração e acumulação de hidrocarbonetos.
- Desenvolvimento de algoritmos com interpretação da sísmica com dados livres de ruído, para identificação de zonas permoporosas de melhor qualidade e alcance das melhores áreas de acumulação (*cream do sweetspot*).
- Completação² inteligente de poços por meio de monitoramento e gerenciamento de reservatórios em tempo real.
- Aperfeiçoamento das tecnologias de tratamento do gás natural e de separação de dióxido de carbono (CO₂).
- Padronização e modularidade dos componentes *subsea* para ganhos de escala e custos reduzidos de novas locações.
- Integração de *hardware/software* e novos modelos de gerenciamento de dados, informações e novas rotinas, para tomada de decisão por meio do uso de IA.

O grande desafio das empresas nesse contexto diz respeito à capacidade de selecionar soluções tecnológicas melhores e mais adequadas. O desenvolvimento e a ampliação exponencial da capacidade de processamento e gerenciamento de dados e informações são inexoráveis. Esse uso inteligente de dados, aliado às novas rotinas de análise e decisão ancoradas em sistemas de IA, constituem, portanto, uma das principais fontes de competitividade.

2. A completação compreende uma série de operações técnicas de preparação dos poços que serão perfurados de modo a tornar a exploração do petróleo segura e econômica.

Desafios e implicações

A política de pesquisa, desenvolvimento e inovação (PD&I) do sistema produtivo de petróleo e gás natural do Brasil foi desenhada para um contexto muito diferente daquele que hoje preside a indústria petrolífera em escala mundial e nacional. Na época, tratava-se do que poderia ser denominado “regime tecnológico estável”, com a busca de incorporação de inovações incrementais para resolver problemas de acesso às jazidas e otimização de reservatórios. Seus principais instrumentos foram desenhados para uma indústria anterior à descoberta do pré-sal e se confundiam com a própria estratégia tecnológica da Petrobras.

Hoje, estimular e acelerar a adoção desse amplo conjunto de soluções tecnológicas demanda uma nova visão sobre instrumentos de política setorial de inovação e regulação. A meta necessária a médio e longo prazos, assim, é consolidar a liderança na produção mundial *offshore* de baixo custo e alta qualidade e segurança socioambiental, criando condições políticas, institucionais e econômicas para soluções tecnológicas e programas de PD&I para águas ultraprofundas que resultem em novos processos, produtos e serviços. Para tal, pode ser útil: (i) elaborar uma agenda ou mapa dos desafios tecnológicos e os modos de superá-los; e (ii) adaptar o sistema setorial de fomento para fazer face, de modo eficaz e efetivo, a esses desafios.

Com a experiência já acumulada pelas relações tradicionais de cooperação entre empresas de petróleo, parapetrolíferas, a cadeia de fornecedores e as instituições de pesquisa, o que se coloca em tela é o aperfeiçoamento dos mecanismos já existentes e sua orientação para a integração acelerada das novas soluções tecnológicas, com uso intensivo de ferramentas digitais.

Nota-se, ainda, que não há propriamente um problema de escassez de recursos financeiros para a adequação e o desenvolvimento do sistema setorial de inovação.

Em suma, face às mudanças estruturais, econômicas e tecnológicas observadas na indústria em escala mundial, o crescimento da produção *offshore* e, em particular, do pré-sal, depende fundamentalmente dos ganhos de produtividade e dos vetores de redução de custos, a fim de que essa fronteira de exploração petrolífera possa ser mundialmente competitiva.

Os desafios associados à adoção de novas tecnologias, portanto, delineiam duas grandes diretrizes para a indústria:

- Superar a tendência de mera adaptação de tecnologias estabelecidas e consagradas rumo à busca de soluções inovadoras a partir do potencial de liderança mundial de soluções tecnológicas *subsea* em águas ultraprofundas.
- Aproveitar a oportunidade definida pelos referidos desafios para fomentar o desenvolvimento da indústria parapetrolífera brasileira.



INTRODUÇÃO

Sabe-se que o acesso a jazidas de petróleo e gás natural tende a ter custos crescentes, pois as grandes descobertas de reservas de baixo custo são cada vez mais raras. A atividade de exploração e produção de petróleo, portanto, tem sido orientada para novas fronteiras, com destaque para os denominados recursos não convencionais como *shalegas*, *shaleoil* e *tightoil* – em especial na América do Norte – e para a exploração em águas profundas e ultraprofundas – em especial a área do pré-sal no Brasil.

Viabilizar tal reorientação, porém, demanda que a indústria petrolífera mundial supere desafios tecnológicos de modo a desenvolver os recursos associados ao óleo não convencional e em águas profundas e trazê-los ao mercado. Até recentemente, a década de preços elevados 2004-2014 favoreceu o início da expansão dessas fronteiras. Porém, com a recente queda dos preços internacionais, a busca de vetores de redução de custos se tornou crucial.

Historicamente, as inovações tecnológicas no sistema produtivo de petróleo e gás permitiram ampliar as fronteiras de exploração e produção. As soluções tecnológicas atuais buscam não apenas superar os desafios técnicos de acesso e recuperação de óleo e gás natural em ambientes mais difíceis, mas também constituir-se num importante vetor de redução de custos, a fim de assegurar viabilidade econômica e competitividade para as reservas dessas novas fronteiras de produção.

Com preços significativamente inferiores aos da década 2004-2014, o momento atual tem sido denominado *lower for longer* ou mesmo *lower forever* (mais baixo por mais tempo ou mesmo para sempre) pelas empresas. Além disso, as novas diretrizes das políticas energéticas nacionais serão influenciadas pelo Acordo de Paris para redução da emissão de combustíveis fósseis. Essas condições de competitividade exigem novas formas de planejamento e execução de projetos.

Não obstante os preços terem alcançado o patamar de US\$ 65 em janeiro de 2018, torna-se ainda assim imperativa a necessidade de reduzir o tempo de execução dos projetos, estender a vida útil dos campos produtores e conseqüentemente reduzir custos da Capex e da Opex. Para isso, especialmente nas áreas de novas fronteiras de exploração e produção, é crescente a adoção de novas soluções tecnológicas e ferramentas de gestão.

É importante notar, porém, que as condições da indústria mundial de petróleo e gás associam fortemente a busca dessas soluções às transformações digitais presentes em todos os setores da economia e da sociedade. Cada vez mais frequentemente, a natureza das inovações focadas em redução de custos e acesso a jazidas mais difíceis incorpora um conjunto amplo de soluções tecnológicas digitais que varia, inclusive, de projeto a projeto.

O objetivo deste documento é examinar as principais tendências da adoção de tecnologias disruptivas no sistema produtivo de petróleo e gás natural. No que concerne ao segmento de exploração, desenvolvimento e produção, as características dos projetos e dos modelos de negócios das empresas se diferenciam se as jazidas são *offshore* (mar) ou *onshore* (terra) – ou ainda se estão situadas nas já mencionadas novas fronteiras de exploração.

O foco setorial deste estudo será a atividade de exploração e produção em águas profundas, especialmente relevante para o Brasil, dada a importância crescente do segmento e a posição brasileira como exportador líquido no mercado internacional. Para essa tarefa, o documento se divide em três partes. O capítulo 1 caracteriza o sistema produtivo de petróleo e gás natural, com foco em exploração e produção em águas profundas nos âmbitos internacional e nacional. O capítulo 2 trata dos impactos dos *Clusters* Tecnológicos relevantes no sistema produtivo, caracterizando as principais tendências observadas no segmento *upstream* (exploração, desenvolvimento e produção). O capítulo 3, por fim, aborda os principais desafios e implicações trazidos pelas tecnologias disruptivas ao sistema e ao segmento.



1 CARACTERIZAÇÃO ECONÔMICA

1.1 Panorama internacional

A economia mundial depende dos hidrocarbonetos (petróleo e gás natural) ao ponto de historicamente preocupar-se de forma intensa com sua sustentabilidade e sua disponibilidade, com base em análises e cenários que apontavam para um rápido esgotamento. Progressivamente, o acesso a soluções tecnológicas mais avançadas tem permitido ampliar os horizontes de utilização do petróleo e de gás natural em todos os países produtores, influenciando as políticas governamentais e as estratégias de empresas.

Em particular, petróleo e gás não convencionais nos Estados Unidos e a área do pré-sal no Brasil têm cumprido função relevante na busca por ampliar as fronteiras de exploração e produção de hidrocarbonetos. A manutenção de preços em patamares elevados, acima de US\$ 100 por barril, favoreceu essa jornada durante um longo período recente (2008-2014).

Isso ocorreu a partir da virada do século, iniciando uma trajetória ascendente após um longo período de preços baixos entre 1986 e 1999. Os preços atingiram recordes nominais históricos em 2008, ultrapassando a barreira de US\$ 140 por barril, e retornaram a patamares inferiores a US\$ 30 no início de 2016. Em 2017, as oscilações bruscas cessaram e os preços permaneceram, na maior parte do ano, entre US\$ 45 e US\$ 55 por barril. Desde dezembro de 2017, esse patamar alcançou a faixa de US\$ 65-70 por barril.

O movimento de redução, observado desde 2014, já apresentava sinais estruturais havia alguns anos. Entre 1995 e 2005, a redução da produção norte-americana foi de cerca de 1,5 milhão de barris por dia. Em compensação, suas importações cresceram 3,5 milhões de barris por dia (3,8% ao ano). Além disso, até 2008, os estoques eram considerados baixos, variando entre 1,3 e 1,8 milhão de barris por dia – dos quais dois terços concentrados na Arábia Saudita – e dificultando o aumento da produção no curto prazo. O crescimento do consumo mundial entre 2000 e 2005, conduzido pelo aumento das demandas chinesa e norte-americana e pela recuperação econômica mundial, ensejou o medo da falta de abastecimento e contribuiu para explicar a manutenção de patamares elevados de preço do petróleo. Em 2008, esse processo levou ao pico dos preços – US\$ 140 por barril.

Entretanto, é notável a ampliação da produção norte-americana, que passou de 6,9 milhões de barris por dia (bbl/dia) em 2005 para 11,6 milhões em 2014. Tal variação – 4,7 mibbl/dia em menos de uma década – é equivalente a praticamente duas vezes a produção brasileira de petróleo. Foi igualmente notável o comportamento das importações dos Estados Unidos, equivalentes a 13,4 milhões de barris por dia em 2004 e reduzidas a 7,3 milhões em 2014.

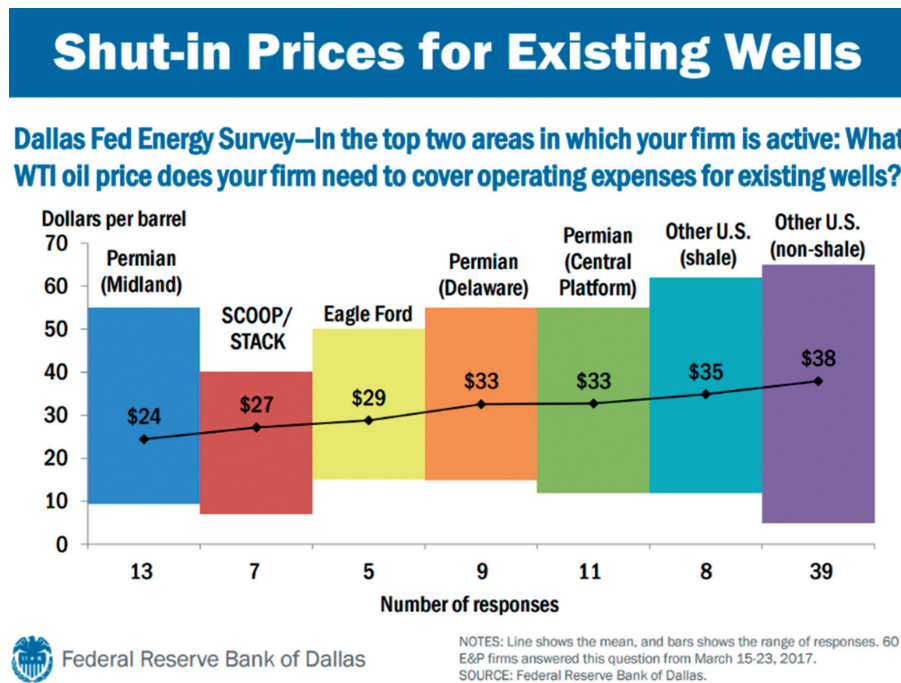
O aspecto central dessa mudança estrutural de produtividade dos Estados Unidos, que transformou seu mercado doméstico e influenciou o internacional, diz respeito ao já mencionado aproveitamento econômico das jazidas não convencionais, ancorado na evolução tecnológica. A extração a partir das jazidas convencionais depende do grau de porosidade e permeabilidade dos reservatórios – quesitos nos quais as não convencionais apresentam baixíssimos graus.

Os principais reservatórios com essas características (*shalegas, tightoil, shaleoil*) se beneficiaram, portanto, da evolução conjugada das tecnologias de perfuração horizontal e direcional (*horizontal direcional drilling* – HDD) e fraturamento hidráulico, bem como do vasto conhecimento geológico sobre as bacias sedimentares norte-americanas. Assim, foi possível transformar o abastecimento de gás natural nos Estados Unidos, com as jazidas de *shalegas*, e o mercado de petróleo – em particular *tightoil*.

Os benefícios dessas soluções tecnológicas incluem um melhor controle da produção de óleo, gás, água e areia e um aumento significativo da taxa de recuperação de gás em áreas com gás não convencional, que saltou de uma média de menos de 10% para até 30%. Esse rendimento viabilizou o investimento em poços com maior conteúdo tecnológico, cujos custos se reduziram ao longo do tempo em função dos ganhos de aprendizado, escala e tecnologia. Em consequência, a rentabilidade dos poços horizontais aumentou de forma notável.

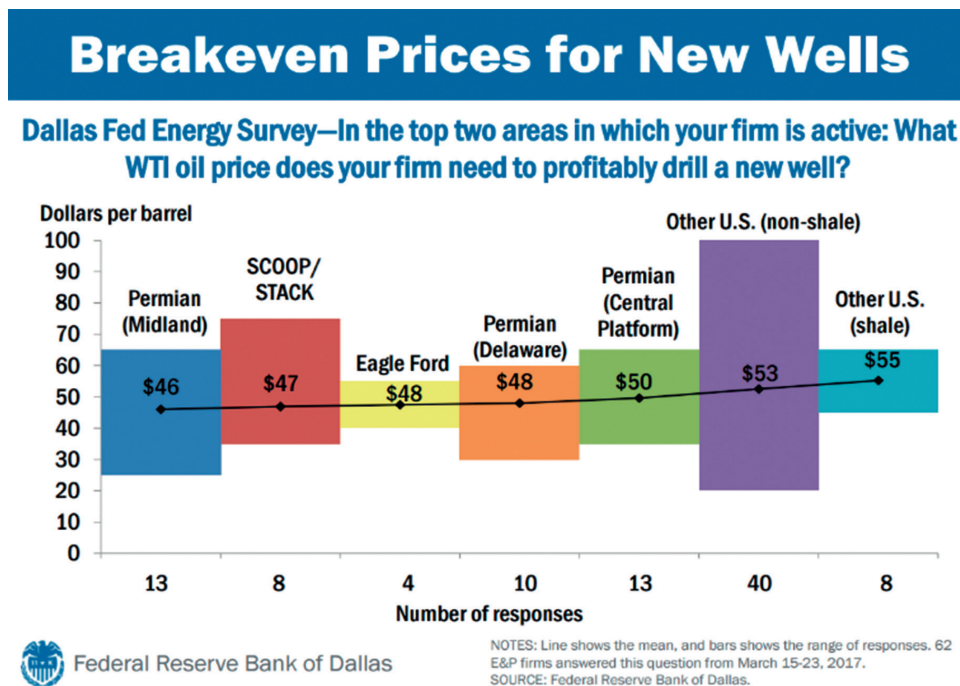
O número de poços perfurados cresceu exponencialmente, com predominância dos horizontais nas principais regiões produtoras. A queda de preços em 2014, porém, trouxe novos desafios tecnológicos: enquanto o preço mínimo do barril de petróleo (*shut-in price*) para garantir a operação dos poços convencionais é estimado entre US\$ 24 e US\$ 38, o investimento em novos exige cerca de US\$ 46-55, como pode ser observado nas Figuras 1 e 2 (OIL & GAS 360, 2017). Torna-se imperativo tratar, portanto, além das questões técnicas de acesso a recursos geologicamente mais difíceis, da adequação dos custos (Capex e Opex) dessas áreas à nova realidade de preços.

Figura 1 – Nível de preços de petróleo necessário para operação de poços existentes



Notas: WTI (*West Texas Intermediate*) se refere a um dos padrões de qualidade de petróleo usado como base de comparabilidade de preços. No gráfico, as linhas indicam a média e as barras indicam o número de respostas. Sobre a amostra, 60 empresas de exploração e produção responderam à pergunta no período 15-23/03/2017.
 Fonte: Oil & Gas 360 (2017).

Figura 2 – Nível de preços de petróleo necessário para investimento em novos poços



Notas: No gráfico, as linhas indicam a média e as barras indicam o número de respostas. Sobre a amostra, 62 empresas de exploração e produção, que responderam à pergunta no período 15 a 23 de março de 2017.
 Fonte: Oil & Gas 360 (2017).

Outra questão ensejada pelo incremento da produção norte-americana envolve, no plano político-institucional, as possibilidades de remoção progressiva das barreiras à exportação desses recursos. Uma vez que a legislação federal atribui peculiarmente os direitos de propriedade da riqueza mineral do subsolo aos proprietários da terra, e que diversas externalidades positivas resultaram em uma infraestrutura de dutos de transporte e distribuição madura e extensa, esse processo promoveu a entrada de um grande número de pequenas e médias empresas no setor. Com isso, dinamizou-se o mercado de equipamentos e serviços relacionados com as oportunidades de negócio para a exploração de jazidas não convencionais.

Tal movimento alterou sobremaneira as estruturas de consumo e do comércio internacional de petróleo, com forte desaceleração do ritmo de crescimento das importações mundiais. Em 2014, por exemplo, aumentaram 0,9%, ao passo que o consumo e a produção cresceram respectivamente 0,8% e 2,3% com relação ao ano anterior. As principais empresas e os países produtores não participantes da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP) haviam aproveitado a década de alta para investir. Nessas condições, não é difícil entender que o excedente de produção contribuiu para explicar a forte queda de preços, iniciada no segundo semestre de 2014, para níveis inferiores a US\$ 30.

Dos principais impactos nacionais e internacionais desse novo contexto, destacam-se três:

- O enfraquecimento do papel da OPEP.
- As mudanças nos fluxos financeiros, com provável onda de fusões e aquisições.
- A desestabilização do papel do petróleo como preço diretor da matriz energética mundial.

O primeiro ponto marca provavelmente um ponto de inflexão na trajetória de atuação da OPEP. Embora sempre tenham existido problemas de coordenação, ficou claro que os países-membros têm cada vez mais dificuldade de atuar como cartel e não encontram mais consenso quanto à estratégia de cortar a produção para manter patamares mais elevados de preço. Talvez isso não volte jamais a acontecer, ou ao menos não da forma historicamente adotada pela organização.

Em segundo lugar, a mudança estrutural dos fluxos de comércio decorre, além da redução das importações pelos Estados Unidos, da estratégia de segurança energética dos países asiáticos. A construção de refinarias de maior complexidade, capazes de processar diferentes tipos de óleo, e a celebração de contratos de fornecimento de longo prazo foram fatores fundamentais para aumentar suas importações de óleos mais pesados, como os provenientes da América Latina e da África. Ademais, a transformação de tradicionais produtores – como o Brasil – em exportadores e o regresso de exportadores tradicionais – como o Iraque e, mais recentemente, o Irã – levaram o mercado a uma situação de oferta excedente e diversificada diante de uma demanda estabilizada.

A indústria mundial de petróleo movimentou fluxos financeiros muito expressivos. Com a redução de preços, o valor da produção do óleo bruto foi fortemente afetado, causando perdas bilionárias aos países produtores e beneficiando, em contrapartida, os importadores. Da produção mundial de 2017, da ordem de 96 milhões de barris por dia, cerca de 37 milhões são negociados no mercado internacional. Com preços passando de US\$ 100 para US\$ 30, esse mercado encolheu em praticamente US\$ 1 trilhão por ano, gerando postergação de investimentos e revisão de estratégias e portfólios de ativos das empresas. Portanto, não chega a ser surpreendente a onda de fusões e aquisições em curso, modificando a configuração patrimonial e a estrutura da indústria mundial.

Para os produtores e os exportadores, a questão crítica diz respeito a que nível de preços implicaria redução ou mesmo interrupção da produção dos campos de maior custo já em atividade – grupo que inclui as já referidas novas fronteiras de produção.

O terceiro aspecto a ser examinado e acompanhado com atenção é o comportamento esperado com relação às decisões de investimento em energias renováveis. O resultado promissor da 21ª Conferência das Partes (COP-21) da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC) permite imaginar que novos instrumentos de política energética serão introduzidos para acelerar a substituição dos combustíveis fósseis.

Historicamente, o preço do petróleo é considerado preço diretor da matriz energética. Quando se elevava, estimulava investimento nas denominadas *backstop technologies*. O conceito, aplicado às indústrias de energia, indica que quando um recurso exaurível aumenta de preço, outras fontes e tecnologias se tornam mais viáveis como alternativas ou substitutas. Por outro lado, a queda nos preços desse recurso as torna menos atraentes. Tal fenômeno explicaria, por exemplo, os investimentos em fontes alternativas e em eficiência energética logo após os choques de preços de petróleo dos anos 1970 e a redução desses investimentos após o contrachoque de 1986.

O sucesso das iniciativas convencionadas na COP 21, em Paris, portanto, depende crucialmente dessa questão, pois os preços baixos podem desestimular investimentos no desenvolvimento de energias limpas – especialmente no segmento de transportes, em que o binômio motor a combustão-gasolina/diesel continua amplamente predominante. Ainda que substituições energéticas sejam processos estruturais e de longo prazo – dada a inelasticidade do preço de curto prazo da demanda –, se for honrada uma parcela significativa dos compromissos assumidos em Paris e introduzidos instrumentos de política que mudem preços relativos entre fontes concorrentes, favorecendo as renováveis, pode ser que o petróleo não determine mais – ao menos da mesma forma – os demais preços da matriz energética mundial.

A análise desses aspectos não permite, porém, adiantar conclusões sobre o futuro dos preços. Para que um aumento os leve a outro patamar – digamos, a US\$ 60 por barril –, é preciso que a oferta excedente seja absorvida e/ou a demanda seja mais vigorosa.

Esse patamar hipotético e pouco factível no curto prazo não excluiria do mercado nenhum produtor marginal – o que reforça as já acirradas disputas comerciais por fatias de mercado. Em contrapartida, por se tratar de um recurso esgotável, é natural que jazidas em operação entrem em declínio de produção, o que exigirá um novo ciclo de investimentos.

Todos esses aspectos, relacionados ao segmento *upstream* da indústria de petróleo, repercutem fortemente ao longo da cadeia produtiva. Um exemplo disso é o segmento de refino, que tem adotado como solução os investimentos em modernização e flexibilização, destinados a aumentar não somente o rendimento do processamento, mas também seu perfil qualitativo. Isso ocorre porque a participação do óleo pesado no *mix* refinado vem aumentando, assim como a necessidade de produzir derivados mais leves e médios em resposta ao perfil da demanda.

Essa tendência, inclusive, tende a se acentuar, dados os riscos crescentes associados à expansão da capacidade produtiva e à construção de novas unidades. O segmento de refino já enfrentava uma série de transformações estruturais antes da queda de preços de 2014 e, pelo lado da oferta, seu *mix* de derivados ainda não é flexível a ponto de maximizar ou priorizar a produção de correntes de um derivado específico.

Tal rigidez produz desequilíbrios para o ajuste, a médio e longo prazos, com a demanda de derivados – questão agravada quando esta passa por mudanças estruturais em todo o mundo. Nos países da União Europeia e no Japão, a demanda diminuiu entre 2005 e 2015 a uma taxa média de, respectivamente, 1,7% e 2,5% ao ano (Tabelas 1 e 2). Isso levou sua participação no consumo mundial de 23,7% para 17,5%.

Essas quedas na demanda, especialmente no caso de gasolina e diesel, advêm do papel, ainda que modesto, dos biocombustíveis, das alternativas de mobilidade urbana, dos preços elevados entre 2004 e 2014 e, por fim, das medidas regulatórias e de política energética visando à substituição de combustíveis fósseis.

Assim, após um período importante de crescimento da capacidade de processamento de petróleo bruto nas refinarias até o fim dos anos 1990, observa-se desde 2000 uma mudança significativa do perfil da atividade de refino, encerrada por muitas empresas em vários países e regiões. A capacidade da União Europeia, que em 2006 era de 16 milhões de barris por dia, caiu para 13,9 milhões em 2016 (BP, 2017). Para o conjunto dos países da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE), observa-se o mesmo movimento: redução de 45,4 para 44,1 milhões de barris por dia.

A exceção são a China, a Índia e o Oriente Médio – basicamente a Arábia Saudita –, onde tanto a demanda quanto as refinarias têm se expandido. Do aumento total da capacidade mundial de refino entre 2010 e 2016 – 4,84 milhões de barris por dia –, a China sozinha é responsável por 53,1%, com um acréscimo de 2,6 milhões de barris por dia. Este aumento, por si só, equivale à capacidade do Brasil inteiro.

Tabela 1 – Consumo de derivados de petróleo por grupo de produtos/países-regiões

Países/regiões e produtos	Consumo (milhares de bbl/dia)		Taxa de crescimento anual (%) ^(a)	
	2006	2016	2016	2005-15
América do Norte				
Destilados leves ^(b)	11.131	11.312	2,0%	0,1%
Destilados intermediários ^(c)	7.297	6.750	-0,9%	-0,6%
Óleo combustível ^(d)	1.055	505	20,5%	-11,3%
Outros ^(e)	5.499	5.276	-2,9%	- ^(f)
Total América do Norte	24.982	23.843	0,4%	-0,6%
Estados Unidos				
Destilados leves	9.599	9.556	1,5%	-0,1%
Destilados intermediários	6.226	5.594	-1,1%	-0,9%
Óleo combustível	683	356	37,8%	-11,9%
Outros	4.178	4.125	-1,8%	0,1%
Total Estados Unidos	20.687	19.631	0,5%	-0,6%
América do Sul e Central				
Destilados leves	1.512	2.214	-0,7%	4,1%
Destilados intermediários	1.946	2.696	-2,0%	3,7%
Óleo combustível	813	663	-9,2%	-0,7%
Outros	1.284	1.403	-1,8%	1,9%
Total América do Sul e Central	5.554	6.976	-2,3%	2,9%
Europa e Eurásia				
Destilados leves	4.922	4.144	- ^(f)	-1,9%
Destilados intermediários	8.920	9.269	2,2%	0,5%
Óleo combustível	2.304	1.306	5,7%	-6,0%
Outros	4.306	4.074	1,8%	-0,6%
Europa e Eurásia	20.452	18.793	1,9%	-0,9%
União Europeia^(g)				
Destilados leves	3.551	2.608	0,2%	-3,4%
Destilados intermediários	7.112	7.020	2,1%	-0,1%
Óleo combustível	1.564	848	6,4%	-6,6%
Outros	2.938	2.466	1,4%	-1,8%
Total União Europeia	15.165	12.942	1,8%	-1,7%
Oriente Médio				
Destilados leves	1.485	2.053	2,2%	3,6%
Destilados intermediários	2.114	2.661	-0,4%	2,9%
Óleo combustível	1.534	2.192	-1,9%	3,9%
Outros	1.592	2.525	5,9%	4,2%
Total Oriente Médio	6.726	9.431	1,4%	3,6%
África				
Destilados leves	686	1.038	8,9%	3,1%
Destilados intermediários	12.97	1.843	-1,6%	4,2%
Óleo combustível	423	421	-2,3%	-0,5%
Outros	506	634	4,1%	1,9%
Total África	2.912	3.937	1,8%	2,9%
Ásia				
Destilados leves	7.021	10.955	4,2%	4,5%
Destilados intermediários	9.110	11.414	0,4%	2,3%
Óleo combustível	3.528	2.898	3,2%	-2,0%
Outros	5.493	8.310	6,5%	3,9%
Total Ásia-Pacífico	25.152	33.577	3,3%	2,8%

Notas: (a) Ajustadas para os anos bissextos. (b) Gasolinas de aviação e motores e matérias-primas para destilados leves (LDF). (c) Querosene de aquecimento, gasóleos e diesel (incluindo *bunkers* marinhos). (d) Inclui depósitos marinhos e petróleo bruto utilizados diretamente como combustível. (e) Gás de refinaria, gás de petróleo liquefeito (GLP), solventes, coque de petróleo, lubrificantes, betume, cera, outros produtos refinados e combustível e perda de refinaria. (f) Menos de 0,05%. (g) Exclui Estônia, Letônia e Lituânia antes de 1992 e Eslovênia antes de 1990. Fonte: BP (2017).

Tabela 2 – Consumo de derivados de petróleo por grupo de produtos/países-regiões

Países/regiões e produtos	Consumo (milhares de bbl/dia)		Taxa de crescimento anual (%) ^(a)	
	2006	2016	2016	2005-15
China				
Destilados leves	1.713	4.035	7,1%	9,5%
Destilados intermediários	2.682	4.046	-4,1%	5,3%
Óleo combustível	954	617	4,4%	-4,1%
Outros	2.083	3.683	8,1%	5,6%
Total China	7.432	12.381	3,3%	5,7%
Japão				
Destilados leves	1.758	1.560	-3,1%	-1,0%
Destilados intermediários	1.760	1.291	0,8%	-3,8%
Óleo combustível	657	368	-14,9%	-4,4%
Outros	999	817	0,2%	-2,2%
Total Japão	5.174	4.037	-2,5%	-2,5%
Mundo				
Destilados leves	26.756	31.718	2,5%	1,6%
Destilados intermediários	30.684	34.632	0,3%	1,4%
Óleo combustível	9.658	7.986	1,6%	-2,3%
Outros	18.679	22.223	2,6%	1,7%
Total mundial	85.777	96.558	1,6%	1,2%
OECD				
Destilados leves	18.000	17.506	1,4%	-0,4%
Destilados intermediários	17.771	17.223	0,9%	-0,3%
Óleo combustível	3.785	2.005	5,2%	-7,6%
Outros	10.318	9.484	-0,7%	-0,6%
Total OECD	49.874	46.217	0,9%	-0,9%
Não OECD				
Destilados leves	8.756	14.212	3,9%	5,0%
Destilados intermediários	12.913	17.409	-0,4%	3,4%
Óleo combustível	5.873	5.981	0,5%	0,4%
Outros	8.361	12.739	5,2%	4,1%
Total não OECD	35.903	50.341	2,3%	3,6%

Nota: (a) Ajustadas para os anos bissextos.
Fonte: BP (2017).

1.2 Panorama brasileiro

As descobertas recentes em águas ultraprofundas, na área geológica do pré-sal, foram fruto do processo de cooperação da Petrobras com as empresas recém-chegadas ao Brasil para projetos de exploração, após o processo de abertura no fim dos anos 1990. Tais descobertas constituem igualmente um fator indutor do desenvolvimento setorial de grande relevância.

O caráter transformador da descoberta, numa área considerada uma nova e promissora fronteira petrolífera, vem exigindo um imenso esforço de inovação tecnológica para maximizar a produção de petróleo e gás natural. Nesse campo, os principais desafios dizem respeito a:

- Caracterização e engenharia de reservatórios.
- Completação e perfuração de poços.
- Engenharia submarina – em particular, a qualificação dos *risers* (tubulações flexíveis ou rígidas para passagem de petróleo e gás do poço às plataformas) para operação em águas ultraprofundas e o desenvolvimento do conjunto de atividades *subsea*.
- Logística para aproveitamento do gás natural associado.
- Desenvolvimento de materiais para equipamentos expostos a fluxos gasíferos com elevadas concentrações de CO₂.
- Desenvolvimento de dutos para profundidade maior que 3.000 metros.
- Formas de escoamento do gás produzido a 200 km da costa.

Isso inclui um desafio de igual importância no plano institucional e regulatório, dadas as circunstâncias específicas que envolvem os campos recém-descobertos. Em meio a essa complexidade, destacamos três processos de transformação interdependentes com fortes repercussões na estrutura de arrecadação e aplicação de participações governamentais:

- As novas descobertas alteram os parâmetros de tomada de decisão, ancorados na análise das condições econômicas e financeiras do binômio prêmio-risco – o que vale para as novas áreas ainda não concedidas, localizadas nas zonas adjacentes aos blocos exploratórios de sucesso, e para as já concedidas ainda não exploradas.
- As novas descobertas requerem novas orientações de política energética, que incluem a redefinição do ritmo ótimo de exploração e de produção, dados os montantes de investimentos e as condições de exportação.
- O desenvolvimento do potencial nacional nos próximos anos demandará novos instrumentos de coordenação com outras esferas de governo em matéria de política externa, econômica e fiscal, tecnológica, ambiental, de equipamentos e recursos humanos.

Com relação a esses desafios, o Governo propôs alterações no marco regulatório da indústria do petróleo, entre as quais se destaca a aprovação pelo Congresso Nacional do regime de partilha de produção, cujo único contrato vigente é da área de Libra³, licitada em outubro de 2013. O modelo se diferencia do regime de concessão introduzido pela reforma de 1997.

3. Após a realização dos segundo e terceiro leilões do pré-sal pela Agência Nacional do Petróleo (ANP), em 27 de outubro de 2017, espera-se que seis novos contratos sejam assinados nesse regime até o final do ano para as áreas licitadas. Desse total, três serão operados pela Petrobras, dois pela Shell e um pela Statoil.

Apesar de todos esses grandes desafios, que estão sendo progressivamente superados, o País tem uma posição privilegiada em matéria de dotação de recursos energéticos. A produção corrente do pré-sal atingiu, em junho de 2017, 1,42 milhões de bbl/dia e ultrapassou a produção total dos campos pós-sal no fim de julho do mesmo ano, contribuindo para um salto vertiginoso. Isso demonstra a capacidade de cooperação efetiva da Petrobras, das empresas consorciadas, da indústria parapetrolífera e das instituições de pesquisa na construção de uma curva de aprendizagem tecnológica notável.

Historicamente, o principal traço da política energética brasileira desde o primeiro choque do petróleo, nos anos 1970, é a busca pela autossuficiência na produção de hidrocarbonetos – traço mantido desde então pelas diretrizes energéticas governamentais, cujos resultados são largamente conhecidos. Ainda que o País importe óleos leves para o equilíbrio de seu processo de refino, já alcançou a condição de país exportador líquido (Tabela 3).

Tabela 3 – Produção, importação e exportação de petróleo bruto

Ano	Produção (bbl/dia)	Importação (bbl/dia)	Exportação (bbl/dia)	Saldo (bbl/dia)
2000	1.234.592	398.084	18.681	-379.403
2001	1.292.773	416.937	110.778	-306.159
2002	1.454.396	380.071	234.961	-145.110
2003	1.496.111	343.932	241.771	-102.161
2004	1.481.417	463.768	230.827	-232.942
2005	1.633.574	378.667	274.494	-104.173
2006	1.722.733	360.297	368.044	7.747
2007	1.747.996	437.352	421.404	-15.948
2008	1.817.193	408.789	433.179	24.390
2009	1.950.364	393.187	525.641	132.453
2010	2.054.668	338.763	631.485	292.722
2011	2.105.399	332.255	604.517	272.262
2012	2.066.873	312.186	549.392	237.206
2013	2.023.876	405.037	380.761	-24.277
2014	2.254.602	394.937	518.909	123.972
2015	2.437.445	324.072	736.742	412.671
2016	2.517.071	178.572	798.239	619.667

Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANP (2018).

No que concerne ao gás natural, o País ainda depende fortemente de importações (Tabela 4), seja por meio de gasodutos (especialmente o Brasil-Bolívia), seja por meio de navios de gás natural liquefeito (GNL). Tal dependência decorre dos limites da oferta nacional *vis-à-vis* a demanda, cujo crescimento foi notável nos últimos anos, em particular devido à necessidade de abastecer o parque gerador termoelétrico.

A maior parte da produção nacional é de gás natural associado ao petróleo, localizado em reservatórios *offshore* (104 mi m³/dia em 2016) e processado em 14 unidades de processamento de gás natural (UPGN) que somam 95,4 mi m³/dia de capacidade nominal. Os polos de Cabiúnas (RJ), Urucu (AM), Caraguatatuba (SP) e Cacimbas (ES) foram responsáveis, em 2016, por 80,3% do total processado e por 67,5% da capacidade total.

Tabela 4 – Produção, importação e exportação de gás natural

Ano	Produção (mim ³)	Importação (mi m ³)	Exportação (mi m ³)	Saldo (mi m ³)
2000	13.283	2.211	-	-2.211
2001	13.999	4.603	-	-4.603
2002	15.525	5.269	-	-5.269
2003	15.792	5.947	-	-5.947
2004	16.971	8.086	-	-8.086
2005	17.699	8.998	-	-8.998
2006	17.706	9.789	-	-9.789
2007	18.152	10.334	-	-10.334
2008	21.593	11.313	-	-11.313
2009	21.142	8.108	-	-8.108
2010	22.938	9.820	-	-9.820
2011	24.074	9.796	50,22	-9.746
2012	25.832	10.082	312,3	-9.770
2013	28.174	11.648	37,38	-11.611
2014	31.895	12.049	90,47	-11.959
2015	35.126	11.854	1,87	-11.852
2016	37.890	10.369	517,48	- 9.852

Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANP (2018).

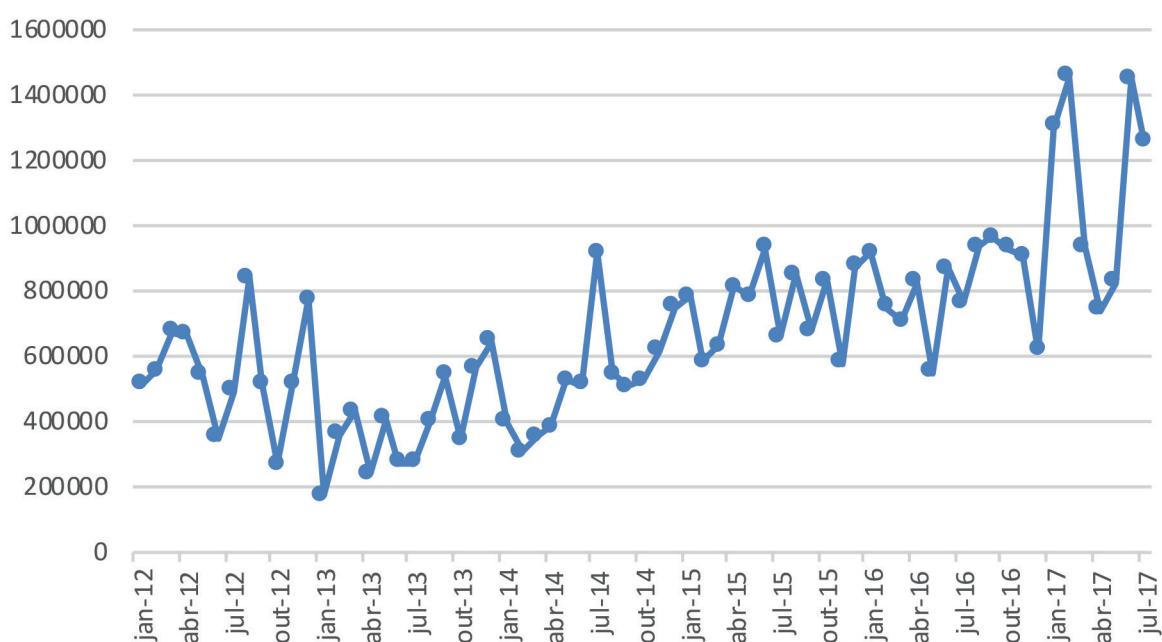
Não obstante a queda de preços internacionais, o Brasil tem aumentado seguidamente sua produção doméstica e, em especial, sua participação no comércio internacional de petróleo, com expressivo incremento de exportações em 2017 (Gráfico 1). Em janeiro e fevereiro desse ano, segundo a Agência Nacional de Petróleo (ANP), o País exportou

respectivamente 1,3 mi e 1,45 mi bbl/dia de petróleo bruto, ultrapassando pela primeira vez o patamar de um milhão de bbl/dia e atingindo respectivamente US\$ FOB⁴ 1,76 e 2,07 bilhões.

Por um lado, esse patamar pode ser explicado pela recessão econômica. O menor ritmo de crescimento da demanda de combustíveis reduziu a carga total de petróleo bruto destinada ao refino em cerca de 13% por comparação a 2014. Além disso, uma parcela da demanda tem sido coberta pelo aumento das importações de derivados, em particular gasolina e diesel.

Como se sabe, o Brasil continua a ser importador também de petróleo bruto, dadas as já mencionadas características de seu parque de refino. Porém, como a carga processada tem diminuído, as exportações líquidas têm registrado valores igualmente expressivos e uma posição exportadora que se consolida pouco a pouco no mercado internacional.

Gráfico 1 – Exportações brasileiras de petróleo bruto (barris/dia)



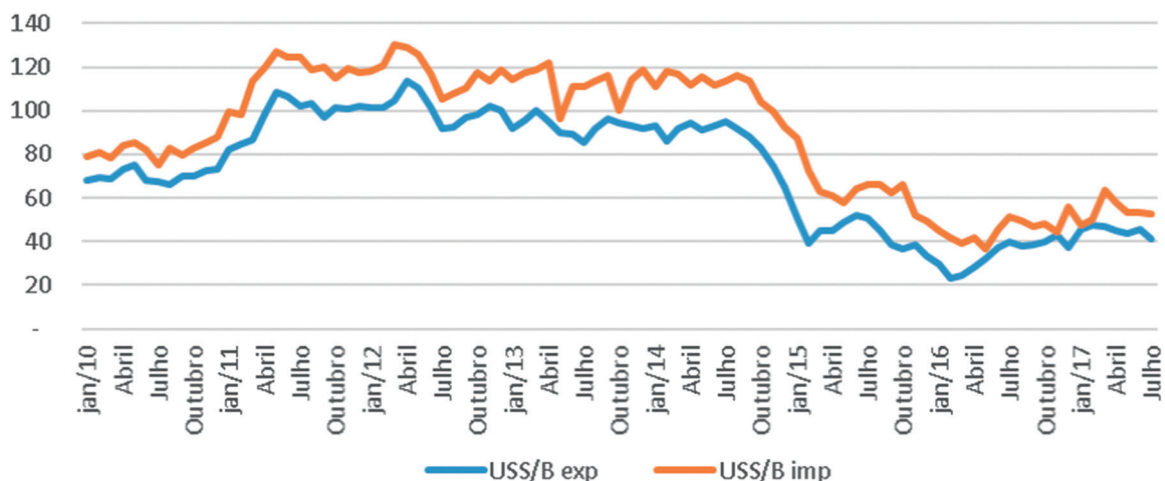
Fonte: Elaboração própria com dados da ANP (2018).

Tal condição evidentemente depende da conquista de mercados compradores – um esforço aparentemente bem-sucedido. Para tal, é natural que haja um desconto em relação ao mercado internacional – o que tem ocorrido com relação ao pré-sal. Uma medida desse desconto pode ser calculada, como *proxy*, tomando por base o preço médio dos barris exportados e importados. No Gráfico 2, é possível constatar que a diferença entre esses preços tem se reduzido pouco a pouco, o que denota uma

4. A sigla significa *free on board*, modalidade comercial na qual o exportador é responsável pelo recurso apenas até sua embarcação (*boarding*), quando já está desembarcada (*free*) em termos alfandegários.

perspectiva bastante positiva para a evolução a longo prazo das exportações e para a balança comercial brasileira. Tal situação dependerá, em contrapartida, da retomada do crescimento econômico e da ampliação do processamento nas refinarias.

Gráfico 2 – Preços do barril de petróleo exportado e importado



Fonte: Elaboração própria com dados da ANP (2018).

No final de 2015, o Brasil contava com 17 refinarias com capacidade para processar 2,4 milhões de barris de petróleo e outras cargas por dia. Nesse ano, foi processada uma carga de dois milhões de barris por dia, da qual 83,1% eram de origem nacional e 13,9%, importada. O fator de utilização das unidades no ano foi de 87,1%, divididos entre 1,9 mi bbl/dia de petróleo (97% da carga total) e 59,3 milhões de outras cargas, como resíduos de petróleo, resíduos de terminais e resíduos de derivados. O volume processado sofreu um decréscimo de 129,2 mil bbl/dia (-5,8%) com relação a 2014.

A Petrobras detém o monopólio da atividade, com 13 dessas unidades e 98,2% da capacidade nacional. A Replan (SP) tem a maior capacidade instalada: 434 mil bbl/dia ou 18,1% do total. Já Manguinhos (RJ), Riograndense (RS), Univen (SP) e DaxOil (BA) são refinarias privadas (Tabela 5). Esse monopólio e o decorrente poder de mercado têm sérias implicações para o processo de formação de preços de derivados e para as condições de entrada de outros agentes na indústria, como será visto adiante. No entanto, como se observa na Tabela 5, a maior parte do parque de refino brasileiro foi construída há muito tempo, principalmente aquelas de maior porte. Isso não significa que seus processos datam do momento da inauguração de cada um. Em 2010, foram realizados investimentos importantes de atualização de controles de processos. Mesmo assim, aparentemente algumas dessas tecnologias avançadas ainda não estão sendo utilizadas em todo seu potencial em virtude de falta de pessoal especializado.

Tabela 5 – Refinarias e capacidade de refino, dezembro de 2016

Refinaria	Município (UF)	Início de operação	Capacidade nominal (bbl/dia)
Refinaria de Paulínia (Replan)	Paulínia (SP)	1972	433.998
Refinaria Landulpho Alves (Rlam)	São Francisco do Conde (BA)	1950	377.389
Refinaria Henrique Lage (Revap)	São José dos Campos (SP)	1980	251.593
Refinaria Duque de Caxias (Reduc)	Duque de Caxias (RJ)	1961	251.593
Refinaria Presidente Getúlio Vargas (Repar)	Araucária (PR)	1977	213.854
Refinaria Alberto Pasqualini SA (Refap)	Canoas (RS)	1968	220.144
Refinaria Presidente Bernardes (RPBC)	Cubatão (SP)	1955	169.825
Refinaria Gabriel Passos (Regap)	Betim (MG)	1968	166.051
Refinaria de Capuava (Recap)	Mauá (SP)	1954	62.898
Refinaria Isaac Sabba (Reman)	Manaus (AM)	1956	45.916
Refinaria Potiguar Clara Camarão (RPCC)	Guamaré (RN)	2000	37.739
Refinaria Abreu e Lima (RNEST)	Ipojuca (PE)	2014	115.009
Refinaria de Petróleo Riograndense S.A.	Rio Grande (RS)	1937	17.014
Refinaria de Petróleo de Manguinhos S.A.	Rio de Janeiro (RJ)	1954	14.001
Univen Refinaria de Petróleo Ltda.	Itupeva (SP)	2007	9.158
Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste (Lubnor)	Fortaleza (CE)	1966	9.435
Dax Oil Refino S.A.	Camacari (BA)	2008	2.095
Total			2.397.712

Fonte: ANP/SRP.

Quanto ao armazenamento, as refinarias nacionais possuem capacidade de 6,3 milhões de m³ de petróleo e 11,5 mi m³ de derivados, intermediários e etanol. Do primeiro valor, em 2015 as oito refinarias da região Sudeste concentravam 65, 7%, com 4,2 mi m³, dos quais 2,5 milhões no estado de São Paulo e pouco mais de 1,1 mi no Rio de Janeiro. Já quanto ao armazenamento de derivados, intermediários e etanol, o Sudeste também lidera com 7,9 mi m³ (68,6% do total), dos quais 5,3 mi em São Paulo e 1,9 mi no Rio de Janeiro (Tabela 6).

Tabela 6 – Capacidade de armazenamento das refinarias, dezembro de 2015

Refinaria	Petróleo (m³)	Derivados e etanol (m³)
Refinaria de Paulínia (Replan)	920.205	2.272.406
Refinaria Landulpho Alves (Rlam)	537.688	808.096
Refinaria Henrique Lage (Revap)	1.044.000	1.537.458
Refinaria Duque de Caxias (Reduc)	1.042.018	1.854.365
Refinaria Presidente Getúlio Vargas (Repar)	654.000	942.169
Refinaria Alberto Pasqualini SA (Refap)	565.570	1.091.103
Refinaria Presidente Bernardes (RPBC)	450.978	1.119.247
Refinaria Gabriel Passos (Regap)	508.212	709.544
Refinaria de Capuava (Recap)	89.753	320.770
Refinaria Isaac Sabba (Reman)	113.299	271.528
Refinaria Potiguar Clara Camarão (RPCC)	-	16.680
Refinaria Abreu e Lima (RNEST)	111.559	310.350
Refinaria de Petróleo Riograndense S.A.	132.725	79.918
Refinaria de Petróleo de Manguinhos S.A.	96.302	54.102
Univen Refinaria de Petróleo Ltda	48.445	83.754
Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste (Lubnor)	808	6.474
Dax Oil Refino S.A.	550	2.301
Total	6.316.112	11.480.265

Fonte: ANP/SRP.

Em 2015, a produção brasileira de derivados de petróleo foi de 122,1 milhões dem³, 6,2% inferior à de 2014 (Tabela 7). Desse total, 118,5 mi m³ (97%) foram produzidos em refinarias, enquanto o restante se dividiu entre centrais petroquímicas, UPGN e outros⁵.

Tabela 7 – Produção de derivados por tipo de unidade produtora, 2015

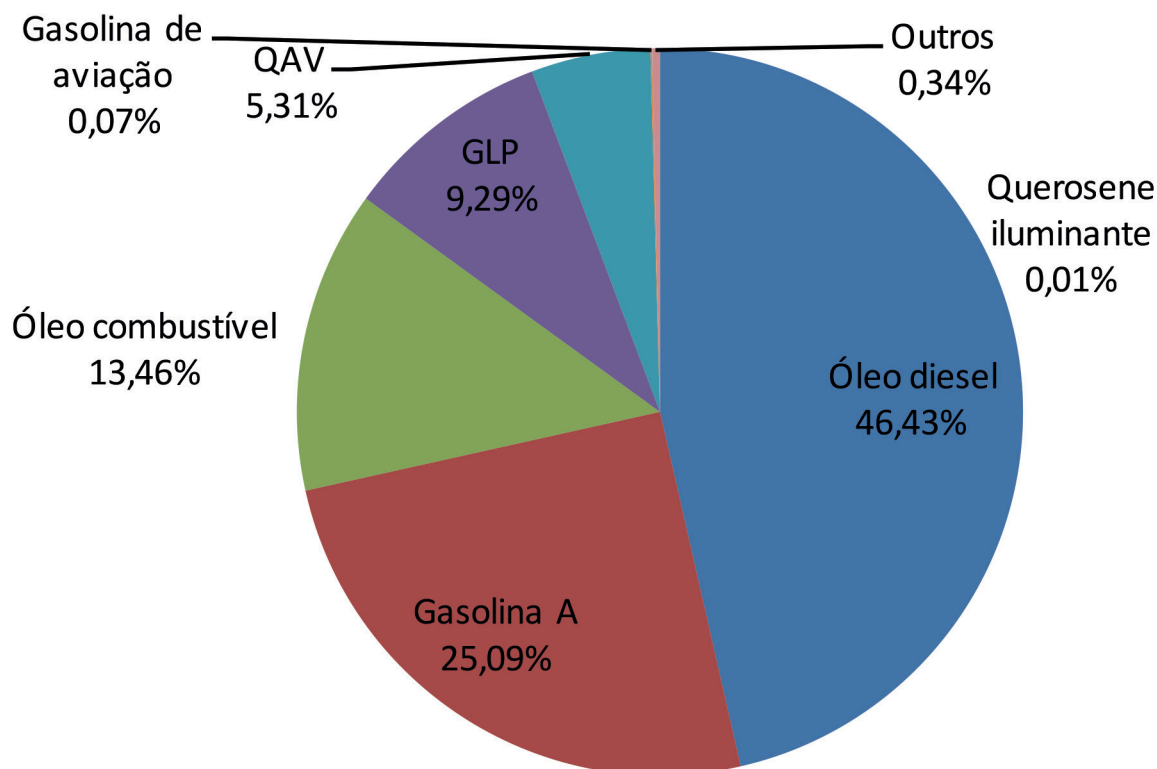
Derivados de petróleo	Produção (m³)				Total
	Refinarias	Centrais petroquímicas	UPGN	Outros produtores	
Energéticos	103.049.879	1.273.745	2.201.563	192.658	106.717.844
Gasolina A	25.726.164	1.004.250	-	192.658	26.923.072
Gasolina de aviação	72.486	-	-	-	72.486
GLP	7.426.409	269.495	2.201.563	-	9.897.467
Óleo combustível	14.339.295	-	-	-	14.339.295
Óleo diesel	49.457.609	-	-	-	49.457.609
QAV	5.656.859	-	-	-	5.656.859
Querosene iluminante	7.396	-	-	-	7.396
Outros	363.660	-	-	-	363.660
Não energéticos	15.398.837	-	-	4.112	15.402.949
Total	18.448.715	1.273.745	2.201.563	196.770	122.120.793

Fontes: Resolução ANP n° 17/2004 e Petrobras/Abastecimento.

5. Esses valores não incluem o volume de derivados produzidos a partir do xisto betuminoso.

A Figura 3 apresenta a participação de cada derivado na estrutura de refino, com destaque para óleo diesel e gasolina, que juntos representam 71,5% do total.

Figura 3 – Distribuição percentual da produção de derivados energéticos de petróleo, 2015

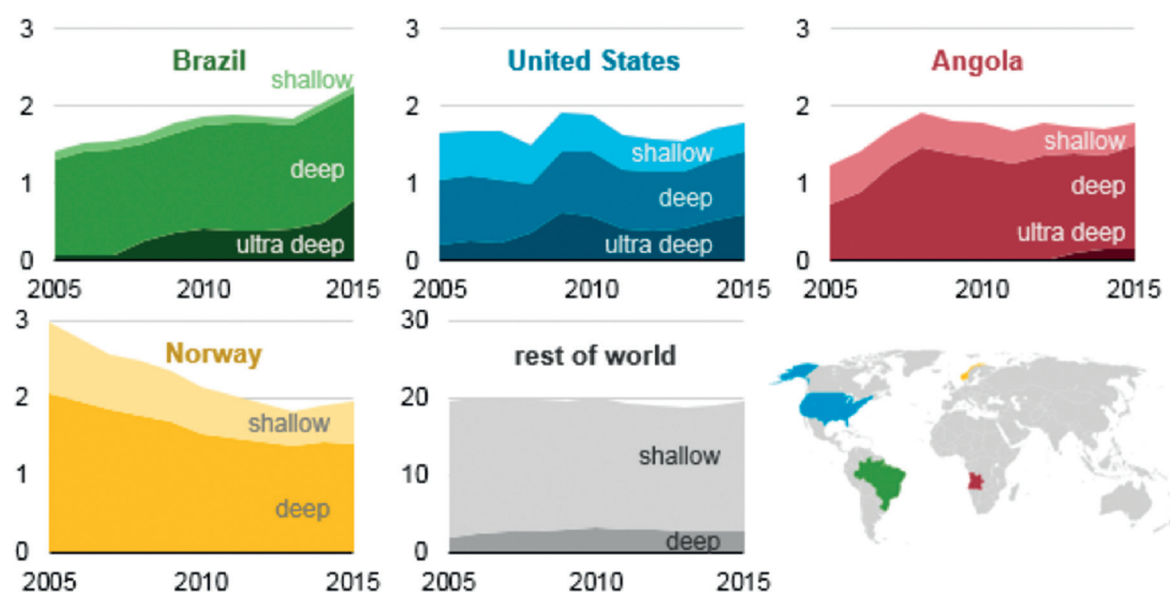


Fonte: Elaboração própria com dados da ANP (2018).

Os esforços e a capacitação tecnológica do Brasil, desenvolvidos especialmente pela Petrobras, tornaram o País um dos principais protagonistas da exploração e produção marítima, construindo importantes vantagens competitivas associadas ao domínio das tecnologias de exploração em águas profundas e ultraprofundas.

A Figura 4 e a Tabela 8 confirmam esse papel protagonista, além de indicar a especificidade e a crescente participação da produção em águas ultraprofundas. Segundo a ANP (2018), a produção do pré-sal em junho de 2017 chegou a 1,35 mi bbl/dia, superando a das jazidas pós-sal (1,32 mi bbl/dia).

Figura 4 – Produção mundial *offshore* por país e profundidade, 2005-2015 (em milhões de bbl/dia)



Fonte: EIA/DOE.

Tabela 8 – Produção nacional e mundial de petróleo *offshore* e *onshore*, 2005, 2010, 2014, 2015

	Tipo de campo	Produção nacional (mi bbl)	Produção mundial (mi bbl)
2005	Terra	75,0	21125,5
	Mar	521,3	9941,4
2010	Terra	66,0	22233,3
	Mar	684,0	9988,9
2014	Terra	61,6	24653,8
	Mar	761,4	9587,6
2015	Terra	58,4	25071,2
	Mar	831,3	10240,4

Fonte: Elaboração própria com base em dados de ANP (vários anos) e EIA.

A situação da produção brasileira é, portanto, muito específica. Se no mundo a produção *offshore* representa 29% do total, no Brasil corresponde a praticamente 95%. Essa condição consolidou a vocação e a *expertise* brasileiras na atividade e atraiu a atenção internacional. Muitos dos consórcios firmados recentemente no País têm como foco a aprendizagem sobre operação no ambiente marítimo, visto que, a médio e longo prazos, a redução das oportunidades *onshore* favorecerá o desenvolvimento *offshore* em outros países.

Isso posto, ressalta-se que a concepção dos projetos de desenvolvimento da produção vem sendo fortemente alterada por soluções e paradigmas novos, como as tecnologias *subsea*.



2 CLUSTERS TECNOLÓGICOS RELEVANTES

2.1 Identificação das tecnologias relevantes

Como já foi dito, os riscos do investimento em novas refinarias são crescentes e cada vez mais dependentes da velocidade e dos resultados das políticas de substituição de derivados, que começam a ser implementadas após o Acordo de Paris, assinado em 2015. Isso aponta para a importância de acelerar a incorporação de tecnologias digitais nas refinarias existentes, permitindo racionalizar processos, modernizar instalações e reduzir custos.

Hoje o segmento de refino já incorpora avanços recentes, como as tecnologias digitais, levando ao *retrofit* um grande número de refinarias para racionalizar e reduzir custos operacionais, inclusive as principais refinarias *greenfield* – com destaque para as da China e do Oriente Médio. Neste sentido, não se distinguem muito das plantas de outros segmentos industriais, que buscam adotar os pilares da chamada Indústria 4.0.

A busca por uma produção inteligente inclui avanços, nas refinarias, na unidade de processamento, na planta, no negócio e na cadeia de abastecimento. As inovações envolvem o conceito de *smart manufacturing* – um meio de combinar informações e tecnologia para revolucionar o desenvolvimento e a aplicação da análise e da inteligência industrial e obter ganhos de agilidade, flexibilidade, produtividade e qualidade. Nesse âmbito, destacam-se (YUAN *et al.*, 2017):

- Instrumentação e sensores avançados.
- Otimização e controle de fluxos em tempo real sob incerteza.
- *Design* molecular verde para produtos de alto valor agregado.
- Análise ajustável de *big data* para otimização de processos, monitoramento e gestão.
- Plataformas avançadas de *hardware* e *software*.
- Tecnologias de modelagem e simulação preventivas.

As oportunidades e os desafios que emergem desse avanço na aplicação de inovações e tecnologia no refino colocam à prova quatro questões principais, delineadas a seguir:

- Agilidade operacional.
- Construção de um modelo ajustável de gestão de dados.
- Gerenciamento de uma situação anormal.
- Planejamento e programação de todas as unidades da refinaria.

A primeira se refere à necessidade de respostas rápidas a situações que afetam o desempenho da planta, como as causadas por variações de estoque, demanda de mercado e preço. A escolha e a definição da estratégia mais eficiente para cada situação repercutem em maiores ganhos econômicos e de tempo. Por outro lado, é fundamental que esse processo se vincule a outras possibilidades e mudanças necessárias, como a reconstrução do fluxo de processo e as transições de temperatura, fluxo e pressão. A perspectiva de otimização da resposta em tempo real é uma nova fronteira nesse ponto, e levanta questões sobre a confiabilidade da otimização e dos modelos de tomada de decisão para as unidades de processamento químico.

A segunda se refere à substituição do modelo vigente pelo novo. Em um primeiro momento, deve-se saber onde será implementado, se será usado para previsão de tendências ou otimização de fluxos. Isto interfere na rede neural programada e pode limitar a capacidade computacional de obter soluções de alta precisão. Portanto, há que se definir qual conjunto de dados é suficiente para gerar a melhor precisão e como esse modelo seria gerado.

Já o gerenciamento de uma situação anormal está relacionado à redução de incidentes. A avaliação de risco e o panorama preliminar dos cenários de risco traçam o perfil do gerenciamento das situações. A partir da integração do *big data* ao monitoramento de processos, à gestão de alarmes, a diagnósticos de falhas de equipamentos e ao monitoramento do comportamento humano, procura-se estabelecer uma plataforma confiável e capaz de atuar em diferentes escalas. Os desafios aqui são: como as ocorrências nos processos químicos podem ser identificadas? É possível diagnosticar falhas em um processo químico novo, que ainda não apresenta amostras de dados? Como uma base de dados grande e diversa estaria pronta para uso, e como seriam compactados e armazenados seus dados?

O planejamento e a programação das unidades, por sua vez, priorizam modelagens matemáticas e otimizações integradas das várias operações de uma refinaria. Existe um considerável potencial de economia de custos, de aumento de margens de lucro e eficiência energética e de satisfação da demanda. Essa peça-chave da *smart manufacturing*, porém, ainda é limitada. O principal desafio se encontra na configuração de modelos simplificados e adequados à representação das condições de operação, das propriedades da matéria-prima e dos rendimentos dos produtos (Figura 5).

Figura 5 – Principais características na produção inteligente do refino de petróleo



Fonte: Yuan *et al.* (2017).

A tecnologia digital já é utilizada há muitos anos na indústria, especialmente em forma de sensores. Seu uso, porém, tende à intensificação, e seu *design* à redução e à automização. Os sensores, por exemplo, estão mais miniaturizados pelo desenvolvimento de nanotecnologias resistentes a temperatura e pressão, dotados de baterias melhoradas e integrados a um sistema de transmissão de informação.

Esse processo tem permitido racionalizar a gestão da unidade de negócios e da produção por meio dos dados coletados e transmitidos a centros de análise especializados e equipados com *hardware* e *software* de ponta, que disponibilizam uma série de informações detalhadas. Isso representa um avanço em manutenção preventiva que permite aos operadores detectar sinais de problemas e se antecipar à ocorrência de colapsos nos processos. Sua utilidade para as refinarias é incontestável, dada a complexidade de gerenciar uma quantidade enorme de processos e uma grande área de atuação.

As principais tecnologias caminham na direção de aperfeiçoamento das rotinas de manutenção preditiva. Existem ferramentas de monitoramento *online* para determinar a taxa de sedimentação das misturas e verificar a posição das interfaces nos separadores de dessalinização, o que auxilia a análise do processo de separação e, ao longo dele, das variações nas características do petróleo.

Em contrapartida, o volume de dados e informações a tratar requer novas rotinas de gerenciamento. Para tal, muitas inovações e tecnologias decorrem da verificação das análises de dados – uma rotina que antecipa os efeitos da corrosão e da dessalinização nos equipamentos, aumentando sua vida útil e reduzindo o risco de acidentes. Isso permitiu, a reboque, o desenvolvimento de inibidores de corrosão de alta temperatura contra o ácido naftênico e unidades de destilação adequadas a petróleos pesados de difícil dessalinização.

Além disso, a robótica, inclusive autônoma, tem se tornado importante na rotina de inspeção de áreas isoladas de operação. Nas refinarias, por exemplo, *drones* inspecionam o topo de uma coluna de destilação, eliminando o espaço e o tempo necessários à elevação por andaimes, e coletam amostras de produtos para verificação.

Por fim, a grande oportunidade do segmento de refino diz respeito à integração entre as tecnologias de informação e de operação. A possibilidade de utilizar dados para definir equipamentos e processos em tempo real nos sistemas operacionais físicos leva à criação de uma abordagem diferenciada de engenharia e *design*, uma gestão eficiente do fluxo de operações e um consequente aumento da produtividade. Os resultados esperados, além da redução dos custos, verificam-se na racionalização e na modernização de processos, da estrutura organizacional e dos níveis de segurança operacional.

Em suma, as inovações com maior potencial de adoção e difusão para o segmento de refino estão vinculadas ao conceito de *smart manufacturing*, com destaque para:

- Implementação de processos de instrumentação e sensores avançados.
- Otimização e controle de fluxos em tempo real sob incerteza.
- *Design* molecular verde para produtos de alto valor agregado.
- Análise ajustável de *big data* para otimização de processos, monitoramento e gestão.
- Plataformas avançadas de *hardware* e *software*.
- Tecnologias de modelagem e simulação preventivas.

Já nas atividades de E&P, a adoção dos *Clusters* Tecnológicos aqui examinados pode ser caracterizada como provedora de inovações incrementais com potencial radical ou incrementais com mudanças qualitativas, especialmente nos processos de E&P, com impactos diferenciados em cada uma das novas fronteiras.

Face aos desafios dessas fronteiras e à necessidade de reduzir custos, algumas soluções tecnológicas específicas para o sistema produtivo de petróleo e gás têm sido adotadas. Elas emergem da busca de padronização de algumas soluções, reunindo elementos de digitalização, *data-driven operations* e IA com a utilização cada vez maior

de robótica IMR em sistemas modulares e híbridos, interpretação de imageamentos e gráficos 3D, *machine learning*, realidade aumentada, sensores para ambientes hiperbáricos e sistemas de navegação avançados para AUV. Especificamente no segmento *upstream* em águas profundas, destacam-se também projetos que adotam *big data*, computação em nuvem, novos materiais, nanomateriais e robótica autônoma.

O Quadro 1 sintetiza o alcance atual e potencial de soluções tecnológicas orientadas pelos dois desafios já mencionados, relacionados às novas fronteiras e à redução de custos. Destacam-se as alternativas que privilegiam a gestão inteligente de sistemas complexos, os sistemas denominados *data analytics* e a ampliação do espectro das formas de automação, além da incorporação de tecnologias disruptivas que alteram sobremaneira a concepção e a execução de novos projetos de exploração, desenvolvimento e produção.

Quadro 1 – Tecnologias no segmento *upstream* do sistema produtivo de petróleo e gás: absorção, soluções e tendências

Absorção	Soluções	Tendências
Integração e interação de novas tecnologias de geração e transmissão de dados	Produção compartilhada de equipamentos e serviços	Perfuração a laser
Otimização de processos com inteligência artificial e ampliação do uso de <i>big data</i>	Poços horizontais	Poços com nanossensores e <i>smartfields</i>
Automação, geração e gerenciamento de dados, interação entre resposta e rotinas	Imageamento e interpretação de dados geológicos (geração, migração e acumulação de fluidos)	Sísmica 4D
Dados em tempo real (<i>Real-time data</i>)	Algoritmos para interpretação sísmica e identificação de zonas permoporosas de melhor qualidade (<i>cream do sweet spot</i>) e seleção de locação	Completação inteligente: monitoramento em tempo real de reservatórios

Fonte: Elaboração própria.

Assim, os desafios relativos às novas fronteiras e à redução de custos podem ser sumarizados como:

- Processos de absorção de novas tecnologias, em especial aquelas associadas ao conceito e aos requisitos da Indústria 4.0.
- Soluções já observadas para o desenvolvimento de novas fronteiras de exploração de hidrocarbonetos.
- Tendências e desenvolvimentos esperados a longo prazo, com incorporação de novas tecnologias e soluções tecnológicas.

Estão em curso diversos esforços de PD&I para aperfeiçoar e difundir fronteiras tecnológicas. Dessas, destacam-se a sísmica 4D e a perfuração a laser, detalhadas nos Boxes 1 e 2.

Box 1 – Fronteiras tecnológicas: sísmica 4D

A sísmica 4D possibilita a geração de imagens georreferenciadas sobre a geometria externa e interna dos reservatórios de petróleo, assim como é feito na 3D, mas acrescenta informações sobre a movimentação de fluidos dentro deles. Assim, produzem mapas que detalham, ao longo do tempo, a variação de propriedades como pressão, saturação de água, saturação de gás, saturação de óleo, temperatura, densidade, compactação e interações químicas entre fluidos e rocha.

Suas múltiplas funcionalidades incluem a identificação de bolsões de hidrocarbonetos antes ignorados e não drenados. Além disso, pode reduzir a quantidade e melhorar o posicionamento de poços, melhorando também a relação custo-benefício e acrescentando cerca de 5% ao volume de reservas. Nas áreas *offshore*, a associação dessas técnicas com sensores sísmicos denominados *nodes* nos solos marinhos produz dados em maior quantidade e de melhor qualidade, favorecendo as decisões sobre locação de sistemas de produção. A perfuração de poços produtores e injetores – nos quais é injetada água para facilitar a extração – se beneficia da definição precisa da quantidade de água a injetar e do volume de petróleo a extrair (SCHLUMBERGER, 2017).

O funcionamento do processo compreende a emissão, por um navio com fonte de energia acústica, de sinais sísmicos que, após sua propagação em direção às camadas geológicas profundas, refletem e voltam a estações sísmicas no assoalho oceânico, onde são registrados. Esses registros são enviados aos centros de processamento sísmico e, ali, permitem a radiografia do subsolo.

Essa tecnologia foi aplicada em caráter pioneiro nos reservatórios carbonáticos do pré-sal brasileiro e servirá como referência tecnológica para toda a indústria petrolífera em escala mundial. Hoje já se encontra em uso para o monitoramento contínuo de reservatórios. O campo de Marlim, por exemplo, de tipo turbidítico, já conta com gerenciamento otimizado pela sísmica 4D, que adensou a malha de poços e levou a fatores potenciais de recuperação superiores a 50%.

Destaca-se também um projeto pioneiro de monitoramento permanente no campo de Jubarte, no Parque das Baleias – uma área da Bacia de Campos na costa do Espírito Santo com reservatórios tanto no pós-sal quanto no pré-sal. Nele foi instalado no final de 2012 um sistema de monitoramento sísmico permanente (SMSP 4D) que permite observar em tempo real o comportamento dos reservatórios.

Pela primeira vez no mundo, uma plataforma de produção do tipo *floating production storage and off loading (FPSO)*, que opera em águas profundas, foi conectada a sensores ópticos no fundo do mar. Assim, a Petrobras reduziu o tempo de processamento e interpretação de dados sísmicos, otimizando recursos, reduzindo custos e antecipando as tomadas de decisão.

A sísmica 4D, atrelada à tendência de inovações em *hardware* e *software* e às tecnologias e *Clusters* Tecnológicos aqui examinados, serve como controle de qualidade rápido e confiável por meio de análise e estatística de geração de atributos.

Box 2 – Fronteiras tecnológicas: perfuração a laser

A perfuração a laser de rochas é um novo paradigma tecnológico que, apesar de gerar grande interesse e avanços, ainda não está disponível no mercado como produto.

O laser é um dispositivo que produz radiação eletromagnética na forma de feixe de luz coerente em uma única fase, propagada em ondas paralelas e monocromáticas, com múltiplas formas e aplicações. Os primeiros estudos para sua aplicação em poços de petróleo datam do final dos anos 1990 e utilizavam radiação ultravioleta. O potencial revelado indicava que a taxa de penetração poderia superar em 100 vezes os sistemas convencionais da época.

Com o passar dos anos, evoluíram os estudos de laser a fibra ótica e verificou-se que o corte na rocha não apresentava danos à porosidade e à permeabilidade, consolidando-o como única tecnologia com potencial e flexibilidade para combinar alta potência, grandes distâncias e perdas pequenas. Com os anos, sua potência tem aumentado e seus custos, diminuído.

Recentemente, avanços como a conjugação da perfuração a laser com sistemas rotativos de perfuração representaram novos ganhos: a construção de um poço com diâmetro menor reduz gastos de revestimento e materiais, enquanto a redução da pressão sobre a broca aumenta a estabilidade da coluna, evitando falhas mecânicas suas e de ferramentas. Essas e outras vantagens levaram, em 2011, a usar a tecnologia no fraturamento hidráulico, dadas as suas vantagens com relação a outros procedimentos.

Hoje as pesquisas priorizam a melhoria da eficiência por meio de sua combinação com fluidos de perfuração e a definição do melhor potencial entre feixe de luz pulsado ou contínuo. Testes realizados pelo *Gas Technology Institute*, instituição precursora nos estudos sobre essa aplicação, mostram capacidade tecnológica suficiente para fragmentar, fundir ou vaporizar qualquer tipo de rocha.

No horizonte de uma década, espera-se que a perfuração a laser se torne uma tecnologia disruptiva na indústria do petróleo (HUNN, 2016), com diversas vantagens sobre os métodos tradicionais:

- Corte de rocha em pontos selecionados, com maior taxa de recuperação.
- Dispensa da troca de broca, com economia de tempo e recursos.
- Aumento da eficiência da perfuração e canhoneio, com potencial de aumento de dez a 100 vezes na taxa de penetração.
- Redução do número de partes mecânicas móveis do sistema de perfuração.
- Monitoramento *in situ* do material perfurado, por exemplo, por meio da espectroscopia induzida por laser.
- Capacidade de perfuração de diferentes materiais (rochas com diferentes composições, metais etc.).
- Possibilidade de controle do comprimento de onda da luz e do regime de operação, como contínuo ou pulsado.
- Redução de custos com manutenção.
- Melhores dimensões e peso do sistema de perfuração.
- Maior controle da profundidade, diâmetro e direção da perfuração, com geometrias de desmonte mais precisas.
- Maior resistência mecânica das paredes dos poços, de acordo com a constituição mineralógica das rochas mediante vitrificação da superfície do furo, com potencial redução da necessidade de revestimento.

Todas essas vantagens consolidam o potencial dos lasers a fibra ótica, em que a luz de alta intensidade é gerada dentro da própria fibra. Suas dimensões compactas geralmente dispensam refrigeração, mesmo em altas potências. Ademais, as perdas por acoplamento da luz na saída do laser são mínimas, uma vez que se trata de um acoplamento fibra-fibra e não espaço livre-fibra.

No entanto, essa tecnologia ainda não possui demonstração prática para utilização em poços profundos, de extensões iguais ou superiores a 2.500 m, dada a propagação não linear de luz laser de alta intensidade por longos trechos de fibra. Além disso, a construção de um poço é um processo integrado, que não depende apenas do laser. As inovações, portanto, também dependem de processos mecânicos de ferramentas rotativas, como as brocas e a energia fornecida pelo laser (SHAIK, 2016). Além disso, a perfuração totalmente a laser ainda não é economicamente vantajosa, ao contrário da combinação de laser e processos mecânicos.

Uma vez que essa tecnologia continua avançando em poder de processamento, concentração e portabilidade, é possível que no futuro seja capaz de “cavar” os poços por meio do “derretimento” da rocha.

Mesmo que a queda dos preços tenha reduzido a atividade de perfuração de novas oportunidades exploratórias e levado a uma queda do preço do aluguel de sondas, a redução de custos permanece fundamental. Para tal, tem se tornado crucial e frequente a busca de soluções que ampliem o grau de padronização da atividade, assim como dos navios e plataformas de E&P.

Entre diferentes fontes de inovação, as tecnologias de automação têm transformado radicalmente as operações de E&P e do sistema produtivo como um todo, vinculadas à incorporação de novas camadas de geração e gerenciamento de dados e sua interação com novas respostas e rotinas. Tais camadas se beneficiam dos avanços nas técnicas de inteligência artificial, robótica, *big data*, computação em nuvem (*clouding processes*), entre outros.

Dentre as transformações derivadas dessas mudanças de paradigma, duas merecem destaque. A primeira é a melhoria das tecnologias de imageamento, que revolucionaram a interpretação sísmica e reduziram o grau de incerteza nas decisões de locação da perfuração. Essa mudança se relaciona também com a urgência de desenvolver os poços de maneira mais rápida – fator crucial de competitividade e de redução de custos, por permitir economias significativas, por exemplo, no aluguel de sondas de perfuração. Uma campanha de exploração *offshore* em uma locação pode levar cerca de 120 dias, a um custo diário de aluguel que varia de US\$ 250 mil a US\$ 1 mi.

A segunda é o uso ampliado dos sistemas de *data analytics* (VICTOR & YANOSEK, 2017) que, a partir da sofisticação progressiva de algoritmos complexos, permite gerar um número maior de cenários de desenvolvimento e otimização de reservatórios. Esse avanço encurta o processamento e a análise de dados para a tomada de decisão,

de cerca de um ano para poucas semanas, e pode ampliar em 5% a produção de óleo e gás recuperáveis, com uma redução de 30% nos custos de exploração e desenvolvimento. Ademais, esses sistemas têm se tornado indispensáveis para a manutenção preventiva, reduzindo riscos de pane de equipamentos e otimizando as paradas programadas, bem como a definição dos equipamentos privilegiados em cada operação de manutenção.

Em suma, a transformação digital se materializa na indústria do petróleo a partir da rápida maturação das tecnologias de dados avançados, que oferece a oportunidade de enfrentar a conjuntura do período com custos não proibitivos e ganhos de eficiência em pouco tempo.

2.2 Experiência internacional

O foco nos custos levou as companhias do setor a dedicarem ainda mais atenção a essas oportunidades de inovação, com abertura para colaboração com outras empresas e *links* tecnológicos com outras indústrias. Embora não seja novidade, a cooperação entre petrolíferas e entre elas e as parapetrolíferas ainda tem largo potencial a ser explorado, mas demanda uma importante mudança cultural corporativa rumo à inovação cooperativa, cuja consolidação pode ser longa e lenta.

A expectativa é também positiva quanto à cooperação com setores como o aeroespacial, o automotivo, o de defesa, o de tecnologias da informação e comunicação, o de telecomunicações e o de biomedicina. O aeroespacial tem atraído mais atenção, por enfrentar desafios semelhantes no desenvolvimento de materiais e equipamentos que sofrem o impacto de condições climáticas e de pressão extremas. Assim, materiais desenvolvidos pelo setor para obter luminosidade, durabilidade e resistência à corrosão estão entre os focos de investimento das principais empresas de petróleo.

Iniciativas amparadas por ações, programas e políticas governamentais têm sido fomentadas e orientadas para a busca de novas tecnologias. Do ponto de vista do governo, interessa conferir atratividade aos investimentos, ampliar a produção – devido à importância de *royalties* e demais participações – e, simultaneamente, garantir uma inserção permanente. Um dos principais eixos de atenção das políticas públicas para esse sistema produtivo são programas de governo e incentivos específicos para ações do tipo *enhanced oilrecovery* (EOR), que visam a ampliar a recuperação secundária e terciária por meio de investimentos em revitalização de campos maduros com curvas de produção em declínio.

Dentre os países e as regiões que adotam programas desse tipo estão Estados Unidos, Reino Unido, Austrália, Indonésia e Alberta (Canadá), que almejam, além da continuidade da arrecadação de *royalties*, a manutenção de empregos nas áreas de produção.

Numa curva de produção típica, apenas cerca de 10% do óleo de um reservatório flui para a superfície sob sua própria pressão. Durante décadas, a técnica de injeção de água foi usada para gerar pressão e aumentar o fluxo da extração – método que, na forma convencional, leva o fator de recuperação do reservatório a cerca de 35%. Isso significa que quase dois terços do volume total não são produzidos.

A eficácia desses métodos de injeção pode ser melhorada alterando sua composição iônica ou adicionando produtos químicos, polímeros e surfactantes. Além disso, a recuperação pode ser maximizada por tecnologias EOR baseadas em gás, como injeção de CO₂ e vaporização. As técnicas e as tecnologias são diferentes para os recursos de petróleo e de petróleo extrapesado: injeção de vapor, combustão *in situ* ou injeção térmica assistidas por solventes. Como destaca o BP (2017), os avanços a longo prazo das tecnologias microbianas e de nanopartículas podem aumentar ainda mais os fatores de recuperação.

Nos Estados Unidos, especialmente durante a administração Obama, um conjunto de iniciativas favoreceu, por um lado, medidas de eficiência energética e de incentivo às energias renováveis. Após o vazamento de petróleo no Golfo do México, em 2010, aumentou-se a preocupação com o ambiente e, em consequência, a segurança operacional, alvo de severas reformas na regulação da produção *offshore*. Por outro lado, como já foi destacado, o País tem produzido mais petróleo e gás natural para reduzir sua dependência.

O incentivo governamental ao desenvolvimento de novas fronteiras de exploração de hidrocarbonetos foi iniciado em 2005. O Programa de Gás Natural e Outros Recursos Petrolíferos Não Convencionais e de Águas Ultraprofundas (*Ultra-Deep Water and Unconventional Natural Gas and Other Petroleum Resources*), lançado pela lei *Energy Policy Act*, de 2005, é uma parceria público-privada avaliada em US\$ 400 mi, projetada para beneficiar consumidores mediante o desenvolvimento de tecnologias que aumentem a produção e reduzam a dependência energética. O programa inclui a criação de um consórcio sem fins lucrativos para gerenciar a pesquisa, estabelecendo dois comitês consultivos federais e um financiamento de US\$ 50 mi por ano, derivado de *royalties*, aluguéis e bônus de arrendamentos federais de áreas de E&P *onshore* e *offshore*. Uma parcela desse financiamento vai para as ações complementares de P&D do Laboratório Nacional de Tecnologia Energética (*National Energy Technology Laboratory* – NETL).

De acordo com o Departamento de Energia norte-americano, os fundos do programa são repartidos da seguinte forma: projetos de águas ultraprofundas e tecnologias associadas (35%), gás natural não convencional e tecnologias de exploração/produção

(32,5%), desafios tecnológicos para pequenos produtores (7,5%) e pesquisas complementares orientadas pelo NETL (25%). Esse possui um setor de P&D (*Office of Research and Development*) que implementa pesquisas com base nos resultados dos exercícios de *roadmapping* e na discussão contínua com parceiros industriais e acadêmicos. Suas pesquisas incluem áreas como impactos ambientais do desenvolvimento do setor, aprimoramento da recuperação de petróleo não convencional e avaliação de recursos.

Nota-se, assim, que o incremento recente da produção norte-americana a partir de jazidas *onshore* não convencionais não descarta o apoio governamental via Departamento de Energia a vários centros de pesquisa, universidades e empresas que buscam superar os desafios da exploração e produção em águas ultraprofundas. Dentre uma série de projetos incentivados, destacam-se as tecnologias digitais para monitoramento e inspeção de dutos e os sistemas *wireless* de comunicação das instalações *subsea*.

2.3 Experiência brasileira

No que concerne à exploração, ao desenvolvimento e à produção em campos terrestres de áreas convencionais, as novas tecnologias são largamente conhecidas e disseminadas. Já sobre as jazidas não convencionais, o Brasil ainda carece de estudos e perfuração de poços exploratórios que possibilitem a melhoria do conhecimento geológico. Além disso, será necessário superar os entraves jurídicos e ambientais que têm impossibilitado o efetivo início das atividades sísmicas e de perfuração em blocos arrematados desde a realização do 11º leilão da ANP, em 2013.

Portanto, os principais desafios, que requerem um estágio mais avançado de desenvolvimento tecnológico das empresas, estão localizados no *offshore*, especialmente em águas profundas e ultraprofundas. Hoje, no Brasil, atuam no segmento, além da Petrobras e, crescentemente, a Queiroz Galvão, as principais estrangeiras: Shell, British Petroleum (BP), Total, Statoil, Chevron e ExxonMobil. Ocorre uma dinâmica de investimento e operação fortemente marcada pela cooperação entre petrolíferas e parapetrolíferas, bem como com universidades e centros de pesquisa – cujo traço mais notável foi a implantação do Parque Tecnológico da Ilha do Fundão.

Essas articulações têm ensejado um leque amplo de soluções e inovações tecnológicas para os desafios do *offshore* brasileiro, como se constata, por exemplo, na lista de projetos inovadores qualificados ao Prêmio ANP de Inovação Tecnológica, instituído em 2014 (Quadro 2). A grande maioria dos selecionados está vinculada às atividades *offshore* e, em especial, à busca de soluções *subsea*.

Quadro 2 – Projetos qualificados ao prêmio ANP de inovação tecnológica, empresas e instituições envolvidas, 2014-2017

	Categoria I			Categoria II			Categoria III		
	Projeto	Empresa petrolífera/ fornecedora	Instituição credenciada	Projeto	Empresa petrolífera/ fornecedora	Instituição credenciada	Projeto	Empresa petrolífera/ fornecedora	Instituição credenciada
2017	Doris – Sistema Robótico Móvel para Inspeção Remota de Instalações Offshore	Petrobras e Statoil	Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ)	Física de Rocha Digital Especial – Análise Digital de Rocha para Classificação de Qualidade de Reservatório: Coquinas do Morro do Chaves, Bacia Sergipe (AL)	Shell-BG/Ingrain	-	Multi Sensor Inversion (MSI) – Estimativa radial de propriedades da formação a partir de dados eletromagnéticos e acústicos	Shell-BG / Schlumberger	-
	Flat Fish	Shell-BG	Senai	Métodos magnéticos para mitigação de incrustações inorgânicas em poços	Petrobras/ Hidromag e Magmax	Instituto de Pesquisas Tecnológicas do Estado de São Paulo (IPT), UFRJ e Universidade Federal do Espírito Santo (UFES)	Otimização de olefinas leves e qualidade de combustíveis	Petrobras/ Fábrica Carioca de Catalisadores (FCC SA)	-
	Provisor Ultrassônico de Corrosão	Petrobras	Universidade de São Paulo (USP)	Pilotos de Sistemas de Manutenção Preditiva do SSE	Petrobras/ Trisolution	Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS)	Otimização do processo de perfuração no pré-sal	Petrobras/ Schlumberger	-

	Categoria I			Categoria II			Categoria III		
	Projeto	Empresa petrolífera/ fornecedora	Instituição credenciada	Projeto	Empresa petrolífera/ fornecedora	Instituição credenciada	Projeto	Empresa petrolífera/ fornecedora	Instituição credenciada
2016	PIG – Palito para Inspeção de Dutos Submarinos Multisize	Petrobras	Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-RJ)	Programa de Diagnóstico de Problemas de Perfuração em Tempo Real	Petrobras/ ESSS	Universidade Federal Rural do Rio de Janeiro (UFRRJ), Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR) e Faculdade do Centro Leste (UCL)	Bomba Centrífuga Submersa Submarina Instalada em Skid no Leito Marinho	Petrobras/FMC Technologies	-
	Simulador Marítimo Hidroviário	Petrobras	USP	Tecnologia de Reparo de Linhas Flexíveis Submarinas por <i>Filament Winding</i>	Petrobras/ ARBRA Engenharia Industrial	-	Cimento Autorreparável com CO ₂	Petrobras/ Schlumberger	-
	Sistema com Múltiplos Sensores a Laser para Inspeção de Materiais Compósitos com Shearografia	Petrobras	Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC)	Unidade Móvel Experimental em Reuso de Água	Petrobras/ EP Engenharia do Processo Ltda	-	Otimização do Processo de Perfuração no Pré-Sal	Petrobras/ Schlumberger	-

	Categoria I			Categoria II			Categoria III		
	Projeto	Empresa petrolífera/ fornecedora	Instituição credenciada	Projeto	Empresa petrolífera/ fornecedora	Instituição credenciada	Projeto	Empresa petrolífera/ fornecedora	Instituição credenciada
2015	Efeitos geomecânicos em reservatórios e rochas adjacentes causados pela produção – Fase II	Petrobras	PUC-RJ	Boca de Sino Multifuncional	Petrobras/ Caldex	Fundação Coordenação de Projetos, Pesquisas e Estudos Tecnológicos (COPPETEC-UFRJ) e Laboratório de Análise e Confiabilidade de Estruturas Offshore (LACEO-UFRJ)	Boia de Sustentação de Risers	Petrobras/ Subsea	Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Engenharia (Coppe-UFRJ) e IPT
	Máquina de Soldagem por Fricção com Anel Rotativo	Petrobras/ Laboratório de Metalurgia Física (Lamef-UFRGS)	UFRGS	Desenvolvimento de <i>software</i> para processamento sísmico especial e inversão de <i>amplitudes versus offset</i> (AVO) de alta resolução	Petrobras/ Invision Geofísica	Universidade Estadual do Norte Fluminense (UENF)	Bomba Centrífuga Submersa Submarina Instalada em Skid no Leito Marinho	Petrobras/FMC Technologies	-
	Sistema autônomo de limpeza e inspeção de risers	Petrobras	-	Sistema Computacional Tatu – Geomecânica de Reservatório	BG E&P Brasil/ Alis Soluções	-	Desenvolvimento de uma união baseada em liga de memória de forma para tubulação de linha hidráulica	Shell/FMC Technologies	-

2014	Categoria I			Categoria II			Categoria III		
	Projeto	Empresa petrolífera/ fornecedora	Instituição credenciada	Projeto	Empresa petrolífera/ fornecedora	Instituição credenciada	Projeto	Empresa petrolífera/ fornecedora	Instituição credenciada
	Desenvolvimento e qualificação de telas <i>premium</i> para controle de areia	Statoil	Centro Nacional de pesquisa em Energia e Materiais (CNPEM)	Desenvolvimento de <i>software</i> para processamento sísmico especial e inversão de AVO de alta resolução	Petrobras/ Invision Geofísica	UENF	Despressurizador para oleodutos	Transpetro	-
	Método para controle de bactérias reductoras de sulfato e inibição da atividade sulfetogênica em campos de petróleo	Petrobras	Universidade Federal da Bahia (UFBA) e Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia da Bahia (IFBA)	Fotômetro para teste de qualidade de combustível	Petrobras/ TechChrom	Universidade Estadual de Campinas (Unicamp) e Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Espírito Santo (IFES)	Projeto das árvores de natal molhadas aplicadas ao redesenvolvimento dos campos Bijuipirá e Salema (<i>Enhanced Vertical Deepwater Tree</i> – EVDT)	Shell/FMC Technologies	-
	Sistema de Monitoramento Óptico Direto no Arame (Moda)	Petrobras/ Monflex	PUC-RJ	Proteção anticorrosiva de juntas soldadas em tubos de aço carbono com revestimento externo em polietileno tripla camada e polipropileno tripla camada	Petrobras/ MEI Engenharia Ltda	-	Sistema de Elevação Artificial dos campos Parque das Conchas – Fase 1 e 2	Shell/FMC Technologies	-

Fonte: Elaboração Própria a partir de dados da ANP (2018).

As tecnologias submarinas de exploração e produção de petróleo não constituem propriamente uma novidade, pois já são utilizadas na maior parte dos principais campos produtores da Bacia de Campos. Entretanto, chama a atenção o vetor de tendência *offshore* de crescente expansão do número de equipamentos instalados no leito submarino, ampliando e multiplicando as unidades chamadas *subsea factories*. Essas unidades visam a desenvolver instalações cada vez mais complexas a centenas de metros abaixo do nível do mar – e, assim como outras inovações, buscam responder às restrições do padrão convencional de produção.

Uma dessas restrições se encontra nos limites físicos de plataformas fixas e *FPSO*, usadas para o desenvolvimento de campos *offshore*. A ampliação do número de equipamentos embarcados levou à competição por espaço e peso com os tanques de armazenamento de óleo, dado o porte dos sistemas de produção. A alternativa de ampliar o porte dessas unidades encontra igualmente limites objetivos relativos à dimensão e à capacidade de desenvolvimento dos estaleiros – razão pela qual as etapas de construção frequentemente envolvem estaleiros em países diferentes. Um exemplo é a *FPSO* Cidade de Caraguatatuba, que vai permitir a produção do Campo de Lapa, situado na área do pré-sal da Bacia de Santos. Seu casco foi construído no estaleiro da Mitsui Engineering & Shipbuilding (MES), no Japão, enquanto a integração dos diferentes módulos de equipamentos foi feita em Cingapura, no estaleiro da Keppel. Já as etapas de integração de unidades se localizaram no estaleiro Brasfels, em Angra dos Reis (RJ).

A complexificação progressiva das soluções *subsea*, cujo objetivo inicial era aprimorar a interligação entre poços e sistemas de produção, passou a requerer a integração de diferentes tecnologias de suporte, conexão, monitoramento e geração de informação. A Statoil é uma das empresas líderes na adoção de tais soluções, implementadas nos campos de Snøhvit e de Ormen Lange com base no conceito *subsea factory* para configurar um sistema completo de processamento, integrando operações de bombeio, separação e compressão de gás.

Constata-se, assim, que o desenvolvimento da exploração *offshore* em águas ultraprofundas foi resultado de avanços em todo o sistema de inovação do setor petrolífero, dos quais as principais são:

- O impacto positivo da sísmica 3D – agora 4D – sobre a taxa de sucesso dos poços exploratórios e de desenvolvimento.
- As tecnologias de perfuração em lâminas d'água de alta profundidade.
- A perfuração horizontal, com conseqüente diminuição do número de poços e aumento da taxa de recuperação para 30% a 40%.
- As plataformas semissubmersíveis e os navios *FPSO* com posicionamento dinâmico.
- Os novos materiais, capazes de suportar pressões elevadas.

Como se sabe, há grande complexidade e diversidade entre os equipamentos *subsea*, que muitas vezes têm que ser adequados às características particulares de cada jazida. Ainda assim, a consolidação da adequação desses equipamentos e soluções despontou desde o início do desenvolvimento *offshore* pelo aperfeiçoamento progressivo a partir de inovações incrementais apropriadas a horizontes geológicos e poços mais profundos. Não sendo possível abordar essa multiplicidade de forma exaustiva, detalham-se a seguir quatro: i) a árvore de natal molhada (ANM), ii) o *manifold*, iii) as linhas flexíveis e *risers*; e iv) os umbilicais e equipamentos de interligação.

A **árvore de natal molhada** é um equipamento instalado na cabeça do poço submarino, composto de um conjunto de conectores e válvulas para controle dos fluidos produzidos ou injetados no poço. Suas especificações devem ser adequadas às altas pressões e temperaturas do poço. Suas primeiras unidades eram instaladas com suporte técnico de mergulhadores em profundidades de até 300 m. Com o desenvolvimento da exploração em águas profundas e ultraprofundas, tal operação passou a ser executada com a integração de veículos de operação remota (*remotely operated underwater vehicle* – ROV) ⁶.

O ***manifold*** é um equipamento que pode ser classificado como de compartilhamento e integração, pois permite integrar a produção de dois ou mais poços. De forma geral, é composto por conjuntos de válvulas e acessórios para manobra e junção das correntes produzidas pelos poços, formando uma única corrente em direção à unidade de produção. Também são utilizados para o compartilhamento de um conjunto de sistemas de injeção de água e *gaslift*, mantendo a unidade de produção como destino final. Além disso, podem distribuir os fluidos de reinjeção oriundos dos sistemas de produção para os poços. Contribuem, assim, com a redução do número de linhas conectadas à plataforma e do comprimento total das linhas de interligação de poços em um sistema de produção.

A última geração de *manifolds* produzida pela Technip MC incorpora muito mais componentes eletrônicos e robóticos que as anteriores, reduzindo seu tamanho e seu peso médio – que foi de 250 a 100 toneladas. A facilidade de deslocamento resultante é mais uma vantagem para a almejada redução de custos. Além disso, dada a necessidade de minimizar a manutenção de equipamentos *subsea*, a incorporação de robôs permite, em caso de reparo, a sua simples troca em vez de todo o *manifold*.

As **linhas flexíveis e risers** são os dutos que conduzem os fluidos do poço para as unidades de produção, podendo também interligar uma unidade a outra para injeção ou descarte de fluidos em reservatórios, ou para o direcionamento da produção – exportação, no jargão *upstream* – para o litoral. Os dutos ou linhas flexíveis apresentam formato tubular e são constituídos de diversas camadas de materiais metálicos e não metálicos, cada qual com função específica. Os dutos flexíveis têm acessórios denominados conectores em suas extremidades e são empregados em todo o sistema

6. O nome se originou na década de 1930, quando moradores de províncias petrolíferas norte-americanas associaram o equipamento coberto de neve a um pinheiro natalino, e foi adaptado à produção *offshore* com o acréscimo de “molhada”.

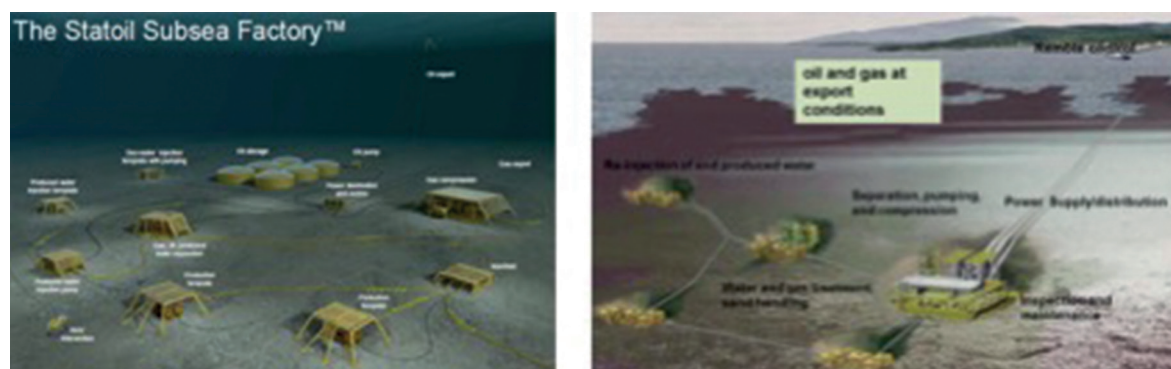
submarino de coleta e escoamento, ligando as ANM a *manifolds* ou *risers*. Já os *risers*, flexíveis ou rígidos, são os trechos suspensos das tubulações que interligam as linhas de produção submarinas – oriundas de ANM ou *manifolds* – às plataformas e podem ser usados para conduzir fluidos da superfície até o leito marinho, como os *risers* de injeção e de exportação.

Os **umbilicais e equipamentos de interligação são fundamentais, junto aos** descritos acima, para os arranjos submarinos dos sistemas de produção, especialmente os de tipo *pipeline endtermination* (PLET), *pipeline endmanifold* (PLEM) e os umbilicais eletro-hidráulicos. O PLET é instalado na extremidade de um trecho rígido, a fim de permitir sua ligação a um duto flexível. Já o PLEM fica na extremidade de um trecho de duto para conectá-lo a um ou mais outros trechos. Os umbilicais eletro-hidráulicos são constituídos por um conjunto de mangueiras e cabos elétricos utilizados para operar remotamente equipamentos e válvulas submarinas, injetar produtos químicos e monitorar parâmetros operacionais (temperatura e pressão) de poços.

Cabe destacar, dentre as principais fornecedoras desses equipamentos e soluções tecnológicas *subsea* no Brasil: Technip FMC, Cameron, Aker Solutions, GE-Vetco Gray, Oceaneering e Wellstream. As quatro primeiras empresas dominam amplamente o mercado de árvores de natal e controles, bem como de estruturas de produção submarinas, como *manifolds*, *templates* e cabeças de poço.

Já a Technip FMC, a partir da experiência da Technip antes da fusão, é a grande líder do mercado de tubos flexíveis. A Oceaneering e a Aker Solutions têm forte presença no mercado de umbilicais e equipamentos de interligação, enquanto a Oceaneering lidera a produção e oferta de serviços de inspeção, manutenção e suporte de operações com *ROV*⁷. Além dessas, as soluções tecnológicas associadas a atividades de perfuração no Brasil contam com o destaque da Halliburton, da Schlumberger e da Baker Hughes.

Figura 6 – Sistemas Integrados de produção submarina do tipo *subseafactory*



Fonte: Statoil *apud* Britto (2013).

7. Para uma análise da estrutura de mercado das empresas parapetrolíferas que atuam no Brasil, ver Britto (2013).

A complexidade tecnológica das operações impõe barreiras à entrada não apenas das empresas petrolíferas de médio e pequeno porte; são provavelmente mais importantes as barreiras à entrada de equipamentos e tecnologias submarinos. Esse mercado tem se notabilizado por aumento da concentração industrial e do fortalecimento da condição oligopolista das empresas líderes, via importantes operações de fusões e aquisições, como a fusão entre a Technip e a FMC (Technip FMC) em 2017 e a esperada união entre GE e Baker Hughes.

Para um futuro próximo, segundo Britto (2013), é possível identificar quatro grandes fatores (*drivers*) da trajetória tecnológica do setor de equipamentos submarinos. O primeiro deles é o desenvolvimento de soluções adequadas à exploração em águas ultraprofundas, em reservatórios complexos, como os do pré-sal, e localizados a grande distância da costa, com fluidos abrasivos. Essas inovações incluem atividades de processamento submarino, separação de fluidos – especialmente o CO₂ presente no gás associado aos campos do pré-sal – e compressão e bombeamento.

O segundo é o desenvolvimento das tecnologias de aumento da recuperação de óleo em campos existentes, envolvendo a redução de custos e o desenvolvimento de soluções por aperfeiçoamento e padronização de equipamentos.

Em terceiro lugar está o desenvolvimento de sistemas de escoamento mais eficazes, com aperfeiçoamento de sistemas de linhas submarinas e melhoria das condições de segurança operacional.

Por fim, o quarto é a transferência do processamento primário da superfície para a planta submarina por meio do desenvolvimento de sistemas complexos, configurando a consolidação da tendência *subsea factory*.

Segundo a Petrobras (BRASIL, 2017), tal tendência já se beneficia dos avanços na otimização dos arranjos *subsea*, nas especificações técnicas dos equipamentos, nas inovações em atividades de inspeção e manutenção e na ampliação do conhecimento de simuladores. E é a própria empresa que tem desenvolvido e aplicado, por meio de cooperação com prestadoras de serviços, soluções tecnológicas cada vez mais sofisticadas de engenharia submarina – ramo crucial para seus inúmeros projetos de produção, que exigem soluções complexas e variadas de instalação e manutenção.

Tais soluções têm se constituído em vetores importantes de redução de custos. A Petrobras estima que elas baixaram os custos de projetos *offshore* em cerca de 35-40% por comparação a 2010 (BRASIL, 2017) – sem dúvida, o norte a ser perseguido pelas operadoras do segmento de águas ultraprofundas.

No Brasil, as principais políticas e instrumentos de regulação do sistema produtivo de petróleo e gás natural se ancoram na política de conteúdo local e na cláusula de P&D que dispõe sobre aplicação de recursos oriundos da produção em projetos de P&D implementados pelas empresas. No que concerne à política de conteúdo local,

a exigência de um percentual mínimo inicialmente ofertado pelas concessionárias desde o primeiro leilão após a abertura setorial de 1999 passou a ser cobrada das empresas presentes nas rodadas de licitação de blocos exploratórios. O cumprimento de tais compromissos é fiscalizado pela ANP, responsável igualmente pela cobrança de multas caso os percentuais estabelecidos no leilão sejam descumpridos.

Quando à política de conteúdo local, duas medidas de 2003 a complementaram: a) a adoção de porcentagens mínimas nas rodadas de licitação; e b) o lançamento do Programa de Mobilização da Indústria do Petróleo e Gás Natural (Prominp) para incentivar o desenvolvimento da indústria sobre bases competitivas e sustentáveis em termos de preço, qualidade e prazo de entrega. Em 2005, ano da sétima rodada, foi elaborada, no âmbito do Ministério de Minas e Energia, uma cartilha de conteúdo local e um sistema de certificação de empresas habilitadas no âmbito da ANP para melhorar o processo de fiscalização.

Contudo, como o ciclo de exploração e desenvolvimento da produção é muito longo, a partir de 2011 se tornou crescente a constatação de não cumprimento dos percentuais mínimos e a consequente aplicação de mais de uma centena de multas pela ANP, cujos valores ultrapassaram R\$ 600 milhões – dois terços dos quais cobrados da Petrobras. Isso implicou um aumento do custo da regulação da política, pois, além da fiscalização, uma série de pedidos de *waiver* tiveram que ser apreciados⁸.

Em 2016, o Governo criou o Programa de Estímulo à Competitividade da Cadeia Produtiva, ao Desenvolvimento e ao Aprimoramento de Fornecedores do Setor de Petróleo e Gás Natural (Pedefor). Dada à complexidade, à grande quantidade e à diversidade de equipamentos envolvidos na exploração e no desenvolvimento da produção, o Programa buscou valorizar a obtenção de um percentual de conteúdo local superior nos bens, serviços ou sistemas definidos como estratégicos, por gerarem engenharia nacional, inovações tecnológicas, exportações ou emprego (ALMEIDA *et al.*, 2016).

Esse programa possibilita, em tese, modificar a relação baseada fundamentalmente no binômio medição/multa para os casos de descumprimento dos percentuais estabelecidos na licitação. Neste sentido, busca atribuir bonificação, por meio das Unidades de Conteúdo Local (UCL), às empresas que atenderem aos objetivos do programa e que não estavam contempladas pela política de conteúdo local.

Já a política de P&D, como já foi dito, conta com a cláusula de P&D nos contratos de concessão – e agora também nos de partilha – de blocos exploratórios desde o início das atividades reguladoras da ANP, em 1998. Sua finalidade é garantir a aplicação em pesquisas qualificadas como PD&I de um percentual da receita bruta da produção de um campo de alta produtividade, como instrumento de financiamento orientado ao desenvolvimento científico e tecnológico do setor de petróleo, gás natural, bicombustíveis e outras fontes de energia, e à ampliação do conteúdo local de bens e serviços (ANP, 2015b).

8. Dentre eles, o mais emblemático foi apresentado pela Petrobras e seus consorciados, e examinado em 2017 pela ANP. Seu foco era o desenvolvimento dos sistemas de produção da área de Libra, primeiro contrato de partilha de produção na área do pré-sal.

A aplicação da cláusula varia de acordo com as condições específicas de cada contrato. Para os blocos sob o regime de concessão, a obrigação se aplica aos campos de alta produtividade, nos quais se recolhe uma participação especial equivalente a 1% da receita bruta da produção. No caso dos contratos de partilha e da cessão onerosa, a obrigação de PD&I é estabelecida, a partir de qualquer volume de produção, em um valor equivalente a 1% e 0,5% da receita anual (ANP, 2017).

De acordo com a regulação, os recursos arrecadados a partir da cláusula só podem ser aplicados em atividades de PD&I ou consideradas equiparadas pelo regulamento técnico, quais sejam:

- Pesquisa básica, pesquisa aplicada e desenvolvimento experimental, incluída a pesquisa em meio ambiente e em ciências sociais, humanas e da vida.
- Construção de protótipo e unidade-piloto.
- Desenvolvimento de *software*, desde que envolva significativos avanços tecnológicos ou científicos.
- Programas específicos de formação e qualificação de recursos humanos.
- Programas tecnológicos para desenvolvimento e capacitação técnica de fornecedores.
- Projetos específicos de melhoria de infraestrutura laboratorial, de apoio à instalação laboratorial de PD&I, de tecnologia industrial básica e de engenharia básica não rotineira.

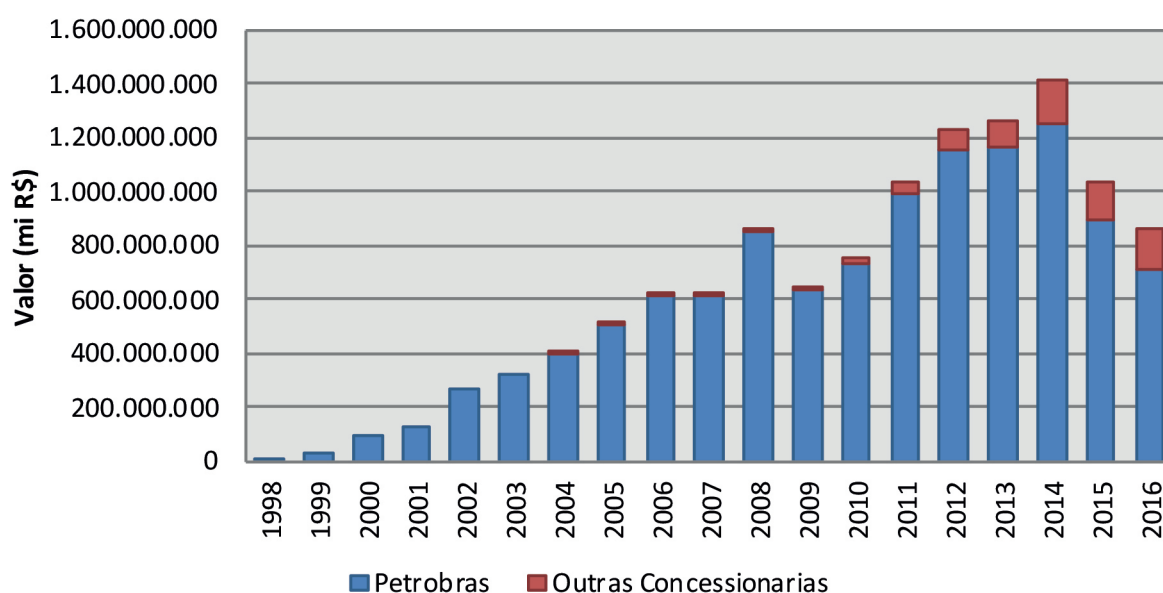
A partir da 14^a rodada de licitações, sob o contrato de concessão, e da 2^a e 3^a rodada, sob o regime da partilha, a distribuição das obrigações de investimento em PD&I mudou. Nos novos modelos de contrato, as concessionárias mantêm o montante equivalente a 1% da receita bruta, mas devem distribuir as despesas da seguinte forma:

- De 30% a 40% de recursos em universidades ou institutos de pesquisa e desenvolvimento nacionais creditados pela ANP.
- De 30% a 40% em atividades orientadas ao desenvolvimento de produtos ou processos de inovação junto a empresas brasileiras.
- Saldo remanescente em atividades realizadas em instalações do próprio concessionário ou de suas afiliadas localizadas no Brasil, ou em empresas brasileiras, universidades ou centros de pesquisa credenciados pela ANP.

A regulamentação atual estabelece ainda que a aplicação dos recursos deverá seguir as diretrizes do Comitê Técnico-Científico (Comtec), em consonância com os objetivos da política industrial para o setor e com referência em suas necessidades de desenvolvimento de produtos, processos e serviços. Entretanto, já está em curso a revisão da referida cláusula e do próprio papel reservado ao Comtec. Um sinal claro da perspectiva de mudança é a ausência de menção ao Comtec nas minutas dos contratos de concessão e de partilha das três rodadas de licitação realizadas em 2017.

Entre 1998 e o segundo trimestre de 2017, essa cláusula garantiu um total de investimentos superior a R\$ 12 bilhões em valores correntes, dos quais a Petrobras é responsável por R\$ 11,6 bilhões e as demais, por R\$ 832 milhões. O volume das obrigações de investimento cresceu de acordo com a evolução do preço do petróleo (Gráfico 3) – comportamento mantido até a queda dos preços de 2014 e a decorrente redução de receita bruta (ANP, 2017).

Gráfico 3 – Volume anual das obrigações em PD&I, 1998-2016



Fonte: Elaboração Própria a partir de dados da ANP (2018).

Já a distribuição dos recursos da cláusula (Tabela 9) indica que 69% dos projetos se orientavam ao desenvolvimento de infraestrutura laboratorial, com um valor equivalente a 50% dos investimentos entre 2006 e 2017.

Cabe destacar que, com o crescimento do montante de recursos, as empresas passaram a estabelecer laboratórios próprios de PD&I no Brasil, a exemplo da BG Group, que investiu, antes de sua aquisição pela Shell, cerca de R\$ 200 milhões em projetos dessa natureza. Sobressaem igualmente as multinacionais do setor parapetrolero, como Schlumberger, Baker Hughes, Halliburton, FMC, Tenaris-Confab, Siemens, General Electric, Vallourec e Georadar, que estabeleceram laboratórios de P&D no Parque Tecnológico da UFRJ.

Tabela 9 – Investimentos em PD&I autorizados por tipo de despesa, 2006-2017

Tipo de despesa	Número de projetos	Participação (%)	Valor (R\$ correntes)	Participação (%)
Gestão tecnológica	6	0,41%	3.311.924,56	0,07%
Recursos humanos	246	16,97%	1.753.713.061,47	37,19%
Infraestrutura laboratorial	1009	69,59%	2.321.675.233,35	49,24%
Pessoal administrativo e técnico-operacional	5	0,34%	14.921.399,24	0,32%
P&D em tecnologia industrial básica (TIB)	34	2,34%	27.039.638,61	0,57%
P&D em energia	131	9,03%	134.406.199,36	2,85%
Poços estratigráficos /Dados sísmicos	19	1,31%	460.023.310,88	9,76%
Total	1450	100,00%	4.715.090.767,46	100,00%

Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANP (2018).

Entretanto, as mudanças estruturais na indústria, a queda dos preços e as condicionantes para aplicação dos recursos já começaram a reverter o movimento virtuoso de atração de centros de pesquisa de petrolíferas e parapetrolíferas, gerando inclusive o adiamento da expansão e a desativação de algumas unidades no Parque Tecnológico.

Constata-se assim que instrumentos regulatórios como a Resolução ANP 50/ 2015 e o Regulamento Técnico ANP 03/2015 não parecem adaptados à dinâmica do processo de inovação tecnológica no sistema produtivo de petróleo e de gás natural, pois estabelecem mais condicionantes que incentivos. Os instrumentos de PD&I em geral parecem ainda obedecer a um contexto de forte concentração da inovação na Petrobras e contemplar um regime específico ou estável de informação tecnológica.

Porém, como se sabe, é inexorável a desconcentração da produção, com o crescimento progressivo de outras empresas de petróleo. Os leilões em 2017 confirmaram o interesse de grandes empresas no pré-sal e a implementação, ao longo dos próximos anos, de programas vultosos nas águas ultraprofundas do Brasil. Além disso, é importante reconhecer e, cada vez mais, distinguir os instrumentos de regulamentação do conteúdo local dos mecanismos de incentivo a projetos PD&I. Esses desafios apontam para a necessidade de estruturar uma rede de cooperação e inovação, com diretrizes e/ou um mapa tecnológico de referência definido entre todos os agentes econômicos, para uso dos recursos da cláusula de PD&I.

2.4 Conclusões

Num contexto marcado pela queda do patamar dos preços do petróleo, pelo papel das novas fronteiras de exploração e produção, pelas transformações na estrutura da demanda de combustíveis e pelo fortalecimento das políticas de substituição de combustíveis fósseis, os principais desafios do sistema produtivo de petróleo e gás natural estão associados às possibilidades de adoção de inovação e soluções tecnológicas que reduzam custos de investimento e operação, assim como o tempo de implementação de novos projetos.

Ainda que os preços tenham passado de US\$ 30 para cerca de US\$ 70 por barril, entre janeiro de 2016 e janeiro de 2018, cabe ressaltar que, especialmente para o caso brasileiro, continua sendo fundamental o *driver* de redução de custos. Como ressaltado ao longo deste documento, o petróleo do pré-sal brasileiro tem estrutura de custos mais elevada do que os óleos comercializados, por exemplo, pelos países da OPEP. Isso torna a concorrência por mercados para exportação do petróleo bastante acirrada.

Desse modo, a busca pelos vetores de redução de custos para assegurar a competitividade dos projetos de E&P e refino vem pautando as mudanças dos planos e modelos de negócio das empresas de petróleo. Tal busca é particularmente forte para as citadas novas fronteiras, encarecidas por suas características geológicas e de localização.

O Brasil conta com as vantagens comparativas de ser a principal zona de produção mundial em águas profundas e as vantagens competitivas acumuladas por décadas de desenvolvimento de soluções tecnológicas específicas para esse tipo de ambiente – especialmente a partir da experiência e do desempenho tecnológico da Petrobras – para alçá-lo à posição de principal referência mundial em exploração, desenvolvimento e produção *offshore*. A experiência desenvolvida em quatro décadas foi fundamental para o êxito logrado em apenas uma década de desenvolvimento do pré-sal. Entretanto, o conjunto de vantagens e efeitos de encadeamento que tal liderança poderia proporcionar ainda carece de otimização.

Neste sentido, é importante constatar que os projetos desenvolvidos pela Petrobras e demais operadoras no *offshore* possuem hoje características bastante distintas daqueles desenvolvidos na virada do século XX. Isso decorre do processo de adoção contínua e progressiva de soluções tecnológicas, com ênfase em ferramentas digitais.

Deste modo, cumprem um papel destacado os *Clusters* Tecnológicos examinados neste documento. Sua combinação com as soluções específicas desenvolvidas para a indústria tem pautado o processo de adoção das inovações incrementais em novos projetos.

No caso brasileiro, em particular, a complexidade crescente dos sistemas de produção trouxe à tona a necessidade de reduzir os custos de exploração, desenvolvimento e produção por meio da: a) redução dos atributos de peso e de espaço nas plataformas

e nas FPSO e b) redução do tempo de perfuração e aperfeiçoamento das tecnologias de completação dos poços. Uma série de soluções tecnológicas, com incorporação de ferramentas digitais, tem sido privilegiada para superar os desafios de locação de equipamentos e sistemas de produção e de acesso a jazidas em águas ultraprofundas. Dentre seus vetores-chave de inovação e redução de custos, destacam-se:

- Papel da robótica autônoma e colaborativa.
- Uso crescente de novos materiais (especialmente fibras de carbono), nanomateriais, compósitos, nanopolímeros e mecatrônica.
- Propriedade compartilhada de produtos, equipamentos e processos.
- Integração de novas tecnologias e com demais processos industriais.
- Aperfeiçoamento das tecnologias de imageamento e sísmica para melhoria do processo de decisão de locação de poços e da capacidade de interpretação de dados e modelos geológicos sobre geração, migração e acumulação de hidrocarbonetos.
- Desenvolvimento de algoritmos com interpretação da sísmica com dados livres de ruído, para identificação de zonas permoporosas de melhor qualidade e alcance das melhores áreas de acumulação (*cream do sweetspot*).
- Completação inteligente de poços por meio de monitoramento e gerenciamento de reservatórios em tempo real.
- Aperfeiçoamento das tecnologias de tratamento do gás natural e de separação de dióxido de carbono (CO₂).
- Padronização e modularidade dos componentes *subsea* para ganhos de escala e custos reduzidos de novas locações.
- Integração de *hardware/software* e novos modelos de gerenciamento de dados, informações e novas rotinas para tomada de decisão com o uso de IA.



3

3 DESAFIOS E IMPLICAÇÕES PARA O BRASIL

O grande desafio das empresas neste contexto diz respeito à capacidade de selecionar soluções tecnológicas melhores e mais adequadas. O desenvolvimento e a ampliação exponencial da capacidade de processamento e gerenciamento de dados e informações são inexoráveis. Esse uso inteligente de dados, aliado às novas rotinas de análise e decisão ancoradas em sistemas de IA, constituem, portanto, uma das principais fontes de competitividade.

A política de pesquisa, desenvolvimento e inovação (PD&I) do sistema produtivo de petróleo e gás natural do Brasil foi desenhada para um contexto muito diferente daquele que hoje preside a indústria petrolífera em escalas mundial e nacional. Na época, tratava-se do que poderíamos denominar “regime tecnológico estável”, com a busca de incorporação de inovações incrementais para resolver problemas de acesso às jazidas e otimização de reservatórios. Seus principais instrumentos foram desenhados para uma indústria anterior à descoberta do pré-sal e se confundiam com a própria estratégia tecnológica da Petrobras.

Hoje, o papel das tecnologias digitais altera profundamente esse regime tecnológico e, não obstante a aceleração do ritmo de inovações, torna mais incerta sua adoção efetiva em condições econômicas competitivas. Estimular e acelerar esse processo, portanto, demanda uma nova visão sobre instrumentos de política setorial de inovação e regulação. A meta necessária a médio e longo prazo, assim, é consolidar a liderança na produção mundial *offshore*, criando condições políticas, institucionais e econômicas para soluções tecnológicas e programas de PD&I para águas ultraprofundas. Isso exigirá que os instrumentos de política setorial e regulação, apesar de revisões recentes, deem sinais mais claros de incorporação de inovações disruptivas – privilegiando os dez pontos listados ao fim do capítulo anterior – e incluam a elaboração de uma agenda ou mapa tecnológico.

Além disso, os atores do processo de inovação no setor petrolífero são mais numerosos e diversificados. Após a realização de 16 rodadas de licitação desde a abertura do setor – 13 sob regime de concessão e três sob regime de partilha de produção –, a participação relativa da Petrobras no fluxo de investimentos tende a se reduzir, ainda que a empresa se mantenha como líder nacional. Ademais, a cadeia de fornecedores tem assumido progressivamente um papel de protagonista no esforço de inovação setorial.

Outro potencial a aproveitar é a integração com as principais empresas provedoras de tecnologia digital, como Google, Microsoft, IBM, GE e Siemens. Dados o porte e as especificidades do *offshore* brasileiro, espera-se que essas empresas vislumbrem aí oportunidades de negócio e um terreno fértil para a aplicação de soluções tecnológicas potencialmente disruptivas.

Com a experiência já acumulada pelas relações tradicionais de cooperação entre empresas de petróleo, parapetrolíferas, cadeia de fornecedores e instituições de pesquisa, o que se coloca em tela é o aperfeiçoamento dos mecanismos já existentes e sua orientação para a integração acelerada das novas soluções tecnológicas, com uso intensivo de ferramentas digitais.

Nota-se, ainda, que não há propriamente um problema de escassez de recursos financeiros para a adequação e o desenvolvimento do sistema setorial de inovação. A cláusula PD&I (sob a responsabilidade da ANP) já cumpriu um papel importante no desenvolvimento de uma base de infraestrutura laboratorial, assim como a montagem de capacidade de pesquisa nas empresas. Ademais, as operadoras *offshore* possuem grande capacidade financeira – contexto que permite privilegiar o desenvolvimento de linhas de cofinanciamento de projetos com outras instituições governamentais, como Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e a Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP).

Se empresas têm capacidade financeira e os instrumentos de indução ao investimento em inovação existem, esta indústria encontra-se em uma posição privilegiada para fortalecer o ecossistema de inovação brasileiro de modo a consolidar e aprofundar a liderança brasileira em soluções tecnológicas para exploração em águas profundas e super-profundas, visando o desenvolvimento do conteúdo local do futuro, e modernizar seu parque de refino. Porém, a emergência de novas tecnologias demanda mudanças na orientação dos instrumentos de fomento existentes.

Tendo como referência a busca permanente de redução de custos, as novas prioridades para mecanismos de incentivo em meio às mudanças estruturais, econômicas e tecnológicas, já largamente destacadas, passam por:

- Soluções tecnológicas novas e em curso para o ambiente do pré-sal, mas também ampliação de tecnologias de sísmica e perfuração para áreas pós-sal e em terra.
- Adoção de tecnologias disruptivas e arquitetura de projetos radicalmente distintas, com forte componente tecnológico e custos reduzidos.
- Atração das empresas de bens, equipamentos e serviços tecnológicos.
- Capacitação produtiva e tecnológica de fornecedores de equipamentos e serviços adaptados à dinâmica tecnológica setorial, preferencialmente com incentivos diferentes para oportunidades de escala e oportunidades com foco em inovação.
- Fortalecimento de *Clusters* de fornecedores de componentes e serviços *subsea* em entrada no País com a criação de mecanismos de incentivo a redes de inovação integrando empresas nacionais e estrangeiras.
- Aprofundamento dos investimentos em modernização do parque de refino mediante incentivos à adoção de soluções baseadas no conceito de *smart manufacturing*.

Os desafios associados à adoção de novas tecnologias, portanto, delineiam duas grandes diretrizes para a indústria: a) superar a tendência de mera adaptação de tecnologias estabelecidas e consagradas rumo à busca de soluções inovadoras a partir do potencial de liderança mundial de soluções tecnológicas *subsea* em águas ultraprofundas; e b) aproveitar a oportunidade definida pelos referidos desafios para fomentar o desenvolvimento da indústria parapetrolífera brasileira.

Para evoluir nessas direções, cresce a importância estratégica de os *stakeholders* do ecossistema econômico e inovativo construírem o futuro: uma visão compartilhada de onde o complexo industrial e tecnológico pode estar a longo prazo, no contexto internacional, ancorada em um *roadmap* científico e tecnológico, suas prioridades, requerimentos e custos e benefícios potenciais. Este *roadmap* pode então constituir subsídio para o planejamento de empresas e para a orientação no uso dos instrumentos de fomento existentes.

Com as novas descobertas do pré-sal e a retomada dos investimentos ao longo dos próximos anos, as políticas de incremento da oferta de petróleo e de gás natural devem considerar formalmente o equilíbrio entre as condições prioritárias de suprimento do mercado doméstico e a demanda externa. Desse modo, o País se encontra em uma posição extraordinariamente privilegiada com relação à garantia das condições de abastecimento energético e aos desafios colocados para sua posição de exportador líquido de petróleo.



REFERÊNCIAS

AERTS, G., BRUN, A. AND JERKØ, M., (2015). **How to achieve 50 percent reduction in offshore drilling costs**. McKinsey and Company Oil and Gas, www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/how-to-achieve-50-percent-reduction-in-offshore-drilling-costs.

ALMEIDA, E. CLAVIJO, W., LOSEKANN, L (2016). **Custos e Benefícios da Atual Política de Conteúdo Local, Texto para Discussão, Ciclo de Debates sobre Petróleo e Economia IBP**. Outubro de 2016, disponível em: https://www.ibp.org.br/personalizado/uploads/2016/11/2016_TD_Custos-e-Benef%C3%ADcios-da-Pol%C3%ADtica-Conte%C3%BAdo_Local-final.pdf.

ANP (2005a). **Resolução nº 33/2005**. Disponível em: http://sites.petrobras.com.br/minisite/comunidade_cienciatecnologia/portugues/docs/Resolucao-ANP.pdf.

ANP (2005b). **Regulamento Técnico nº 5/2005**. Disponível em: https://www.google.com.br/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=0ahU-KEwiXhPurzJbXAhWHF5AKHZ_4CMwQFggmMAA&url=http%3A%2F%2Fwww.anp.gov.br%2Fwwwanp%2F%3Fdw%3D70153&usg=AOvVaw3iaeWDDCFBpZibgUGqIKxA.

ANP (2013). **Resolução ANP nº 46/2013**. Disponível em: <http://legislacao.anp.gov.br/?path=legislacao-anp/resol-anp/2013/novembro&item=ranp-46--2013>

ANP (2015a). **Resolução nº 50/2015**. Disponível em: <https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=310611>.

ANP (2015b). **Regulamento Técnico Nº 3/2015**. Disponível em: <https://www.google.com.br/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=2&cad=rja&uact=8&ved=0ah-UKewj-bKjy5bXAhUEQ5AKHUcuCb4QFgguMAE&url=http%3A%2F%2Fwww.anp.gov.br%2Fwwwanp%2F%3Fdw%3D78554%2520&usg=AOvVaw34GJnBvsLzXBRTb1GQctP>.

ANP (2017). **Boletim PD&I. Numero 42, 2º Trimestre 2017**. Disponível em: http://www.anp.gov.br/wwwanp/images/publicacoes/boletins-anp/boletim_petroleo_p-e-d/Boletim_PD-e-I_Ed42_2trimestre2017.pdf.

ANP (2018). **Página Institucional**. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/>.

BP (2017). **BP Energy Technology Outlook**. London: BP.

BRASIL e a Petrobras em busca de maior competitividade. **Subsea World Brazil Magazine**, Ano 2, ed. 7, p. 20-21, abr./mai. 2017.

BRITTO (2013), **Nota Técnica sobre as características econômicas e tendências competitivas do Setor de Petróleo e Gás com foco em tecnologias submarinas (subsea)**.

CHOUDHRY, H.; MOHAMMAD, A; TAN, K.; WARD, R. **The next frontier for digital technologies in oil and gas**. McKinsey, 2016. Disponível em: <http://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/the-next-frontier-for-digital-technologies-in-oil-and-gas>.

COUTINHO, L., FERRAZ, J.C., KUPFER, D., PENNA, C. (coords.). **Mapa de Clusters Tecnológicos e Tecnologias Relevantes para a Competitividade de Sistemas Produtivos**. Documento Interno de Trabalho, Projeto Indústria 2027, Rio de Janeiro: IE-UFRJ; Campinas: IE-UNICAMP.

EXXONMOBIL. 2017. Disponível em: <http://corporate.exxonmobil.com/en/technology/exploration-and-production/seismic-imaging/4d-seismic-technology-overview>.

GAMA, L.F.O. **Estudo de otimização de energia específica aplicada à perfuração de rochas a laser na indústria do petróleo**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, PUC-Rio, 2014. Disponível em: <https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/24639/24639.PDF>.

HUNN, D. **Will lasers drill oil wells in 2050? Will there even be wells?** 2016. Disponível em: <http://www.houstonchronicle.com/local/history/city-of-possibilities/article/Will-lasers-drill-oil-wells-in-2050-Will-there-10415273.php>.

IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Energy Technology Perspectives 2017 - Catalysing Energy Technology Transformations**, IEA, Paris, 2017. <https://www.iea.org/etp2017>.

LLOYD'S REGISTER (2015) **Innovating in a New Environment, The second report in Lloyd's Register Energy's Oil and Gas Technology Radar research series, UK**.

LLOYD'S REGISTER (2017) **Brazil Oil & Gas Technology Radar**. Disponível em: <http://www.lr.org/en/research-and-innovation/research/technology-and-innovation-radar/>.

OIL & GAS 360 (2017). **The Lowest Shale Breakeven Costs Are Here**. Oil&Gas 360, May 22, 2017. Disponível em: <https://oilprice.com/Energy/Crude-Oil/The-Lowest-Shale-Breakeven-Costs-Are-Here.html>.

PGS (2017). **Ferramentas e Técnicas**. Disponível em: <https://www.pgs.com/marine-acquisition/tools-and-techniques/4d2/>.

PINERO, E. **Taking the Circular Economy to Oil and Gas Refining Industry**. US Chamber of Commerce Foundation, 2016. Disponível em: <https://www.uschamberfoundation.org/blog/post/taking-circular-economy-oil-and-gas-refining-industry>.

PINTO JUNIOR. H. (2016), A reestruturação da Indústria Brasileira do Petróleo: sinais esperados do Governo e da Petrobras. **Boletim Infopetro Petróleo & Gás Brasil**. Maio/Junho de 2016 – Ano 16 – n.2.

PINTO JUNIOR, H. *et al.* (org.) (2016). **Economia da Energia - Fundamentos Econômicos, Evolução Histórica e Organização Industrial**. Editora Elsevier. 2ª Ed. 2016.

PLANETE ENERGIES. **Digital Technology in Oil Production and Refining**. 2016. Disponível em: <http://www.planete-energies.com/en/medias/close/digital-technology-oil-production-and-refining>.

SCHLUMBERGER. 2017. Disponível em: <http://www.slb.com/services/seismic/seismic-reservoir-characterization/4d-interpretation.aspx>.

SHAIKH, R. **Laser Drilling in Oil and Gas Industry**. 2016. Disponível em: <https://knowledgeproficiency.wordpress.com/2016/05/03/laser-drilling-in-oil-and-gas-industry/>.

VICTOR, D., YANOSEK, T. **The next energy revolution: The promise and peril of high-tech innovation**. Brookings, Planet Policy. June 13, 2017.

WORLD ENERGY COUNCIL (2017), **The Energy Transition: how innovation is driving chang**. World Energy Focus 2017.

YUAN, Z.; QIN, W; ZHAO, J. Smart Manufacturing for the Oil Refining and Petrochemical Industry. **Engeneering**. v. 3 n. 2. p. 179-182. april 2017. Disponível em: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2095809917302977>.

EL/NC

Paulo Afonso Ferreira
Diretor-Geral

Gianna Cardoso Sagazio
Superintendente

Suely Lima Pereira
Gerente de Inovação

Afonso de Carvalho Costa Lopes
Cândida Beatriz de Paula Oliveira
Cynthia Pinheiro Cumarú Leodido
Débora Mendes Carvalho
Julieta Costa Cunha
Mirelle dos Santos Fachin
Rafael Monaco Floriano
Renaide Cardoso Pimenta
Zil Miranda
Equipe Técnica

DIRETORIA DE SERVIÇOS CORPORATIVOS – DSC

Fernando Augusto Trivellato
Diretor de Serviços Corporativos

Área de Administração, Documentação e Informação – ADINF

Maurício Vasconcelos de Carvalho
Gerente-Executivo de Administração, Documentação e Informação

Alberto Nemoto Yamaguti
Normalização Pré e Pós-textual

Execução Técnica

Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ
Instituto de Economia da Universidade Estadual de Campinas - Unicamp

Helder Queiroz Pinto Jr
Autor

Luciano Coutinho
João Carlos Ferraz
David Kupfer
Mariano Laplane
Luiz Antonio Elias
Caetano Penna
Fernanda Ultremare
Giovanna Gielfi
Mateus Labrunie
Henrique Schmidt Reis
Carolina Dias
Thelma Teixeira
Execução Técnica

Editorar Multimídia
Revisão Gramatical, Projeto Gráfico e Diagramação



MOBILIZAÇÃO EMPRESARIAL
PELA INOVAÇÃO

Execução Técnica:



Iniciativa:



Confederação Nacional da Indústria

CNI. A FORÇA DO BRASIL INDÚSTRIA

Realização:



Iniciativa da CNI - Confederação
Nacional da Indústria