



Capítulo

# 16

## Os desafios tecnológicos e os sistemas de produção do Pré-sal

### AUTORES

Cristiano Leite Sombra<sup>2</sup> ([csombra@id.uff.br](mailto:csombra@id.uff.br)), Raphael Augusto Mello Vieira<sup>1</sup>, Wilson Mantovani Grava<sup>1</sup>, Celso Cesar Moreira Branco<sup>2</sup>, Marcelo Curzio Salomão<sup>1</sup>, Antonio Carlos Vieira Martins Lage<sup>2</sup>, Clemente José de Castro Gonçalves<sup>2</sup>, Guilherme Siqueira Vanni<sup>1</sup>, Alexandre Zacarias Ignácio Pereira<sup>1</sup>, Manoel Feliciano da Silva Junior<sup>1</sup>, Jorge Oscar de Sant'Anna Pizarro<sup>2</sup>, Aline Machado de Azevedo Novaes<sup>1</sup>, Rafaella Magliano Balbi de Faria<sup>1</sup>, Francisca Ferreira do Rosário<sup>2</sup>, Rosane Alves Fontes<sup>1</sup>, George Carneiro Campello<sup>1</sup>, Marco Antônio Cardoso<sup>1</sup>, Erick Slis Raggio Santos<sup>1</sup>.

<sup>1</sup> Petrobras

<sup>2</sup> Petrobras aposentado

Palavras-chave: Bacias de Santos e Campos, Construção de Poços, Tecnologias de Reservatórios, Gerenciamento de CO<sub>2</sub>, Layout Submarino.

### RESUMO

Desde a sua descoberta em 2006 e início de exploração, em 2008 na Bacia de Campos e 2009 na Bacia de Santos, foi impressionante e rápida a evolução da produção de petróleo no Pré-sal. A marca de um milhão de barris por dia foi alcançada em 2016 com apenas 52 poços e, neste mesmo ano, foi atingida a produção acumulada de um bilhão de barris, dez anos depois da primeira descoberta e oito anos depois de iniciada a produção. Em 2022, a produção diária do Pré-sal já representa mais de 70% de toda a produção brasileira. Esse resultado foi decorrente da descoberta de reservatórios excepcionais, mas também de um grande esforço empresarial e

de desenvolvimento tecnológico da Petrobras e seus parceiros. Houve contribuições expressivas de instituições de pesquisa brasileiras e estrangeiras, da academia, de fornecedores, além da adoção de um modelo de desenvolvimento tecnológico matricial e aberto, com forte apoio gerencial. A experiência prévia da Petrobras no ambiente de águas profundas (até 1.500 metros) e ultraprofundas (além de 1.500 metros) na Bacia de Campos foi muito importante para a descoberta e o desenvolvimento da produção no Pré-sal. No entanto, o novo cenário apresentava distintos e maiores desafios, tais como: construção de poços muito profundos, caros e em ambiente de alta pressão; reservatórios carbonáticos sem análogos no mundo neste cenário e com dificuldades quanto ao imageamento sísmico; necessidade de processamento de altos teores de gás em unidades de produção *offshore*; gerenciamento de contaminantes nos fluidos produzidos; rochas mais reativas com os fluidos injetados; condições de mar e de logística mais adversas que as da Bacia de Campos. Neste capítulo serão descritos os principais desafios tecnológicos, as estratégias e algumas das soluções tecnológicas que foram disponibilizadas para fazer face a tais desafios.

## 1. INTRODUÇÃO

Os projetos de desenvolvimento da produção do Pré-sal utilizam a completação molhada (árvore de natal posicionada no fundo

do mar), FPSOs (*Floating Production, Storage and Offloading* - unidades de produção flutuantes com capacidade de armazenar e transferir petróleo) e poços preferencialmente verticais, alguns desviados (Figura 1.1).

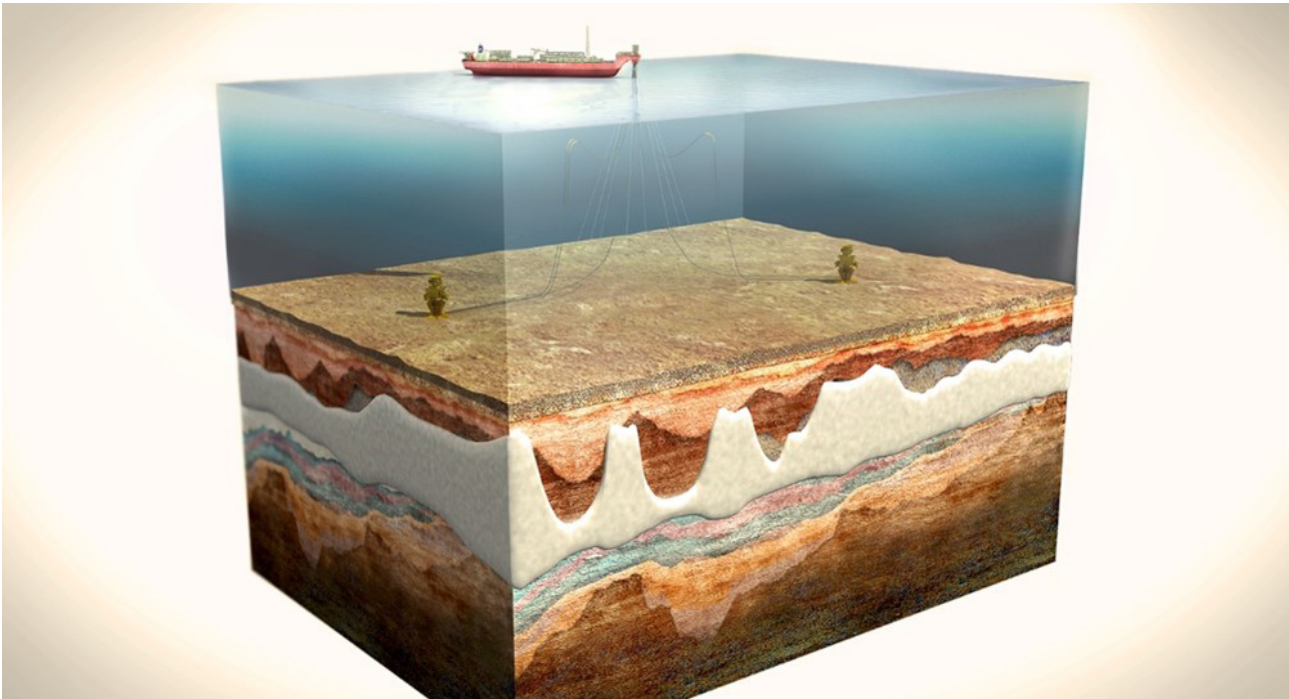


Figura 1.1 Desenho esquemático exemplificando uma unidade de produção do Pré-sal, incluindo FPSO, arranjo submarino e subsuperfície.

Nos anos 1970-90, a Petrobras fez da Bacia de Campos um laboratório em escala real com objetivo de desenvolver e testar tecnologias para produzir em águas cada vez mais profundas. Além disso, passou a utilizar amplamente as unidades de produção flutuantes (Assayag *et al.*, 1997) ou FPSOs, liderando o desenvolvimento desta tecnologia. Esse esforço, conduzido pelo programa tecnológico PROCAP (Programa de Capacitação Tecnológica em Sistemas de Exploração para Águas Profundas) e seus sucessores PROCAP 2000, PROCAP 3000 e PROCAP Visão Futura, levou a

Petrobras a ser premiada internacionalmente duas vezes na OTC (*Offshore Technology Conference*) com o “*Distinguished Achievement Awards for Companies, Organizations, and Institutions*”, em Houston (Petrobras, 1992, 1º Prêmio; Petrobras, 2001, 2º Prêmio).

A primeira descoberta comercial do Pré-sal da Bacia de Santos ocorreu na área exploratória de Tupi, em 2006, em lâmina d’água de 2.126m (poço 1-RJS-628A). Contudo, em 1999 no Campo de Roncador, Bacia de Campos, já havia produção em lâmina d’água de 1.853 m no

poço 1-RJS-436A, até então recorde mundial, já próxima da posteriormente verificada na descoberta de Tupi. A profundidade do leito marinho não seria, portanto, o maior desafio tecnológico para produzir petróleo no Pré-sal da Bacia de Santos. Outros desafios foram elencados como mais impactantes (Beltrão *et al.*, 2009; Fraga *et al.*, 2014): (a) tecnologias de construção de poços para atravessar grandes espessuras de sal, manter a integridade dos poços frente às camadas de sal, perfurar rochas carbonáticas muito duras em profundidades muitas vezes superiores a 5.000 m e reduzir os altos investimentos para construir estes poços. As tecnologias de poços para aumentar a produtividade e a recuperação de petróleo são também maneiras de antecipar e otimizar receitas, além de reduzir investimentos; (b) tecnologias de reservatórios para melhorar o imageamento sísmico, construir bons modelos geológicos, petrofísicos e de fluxo, reduzindo as incertezas nas previsões das curvas de produção e otimizando a recuperação de petróleo; (c) materiais adequados para a produção na presença de contaminantes, como CO<sub>2</sub> (gás carbônico) e H<sub>2</sub>S (gás sulfídrico); (d) premissas ambientais de não emissão e reinjeção do CO<sub>2</sub> produzido, relacionadas ao gerenciamento do gás carbônico presente em teores moderados a elevados em algumas acumulações do Pré-sal; (e) complexidades nas plantas de processamento dos FPSOs devido à elevada RGO (razão gás/óleo) e à presença de contaminantes (principalmente CO<sub>2</sub>) no petróleo do Pré-sal, ocupando grande espaço para tratar o gás sobre os navios; (f) condições oceânicas mais rigorosas na Bacia de Santos do que na Bacia de

Campos, demandando reforços nas concepções de ancoragem dos FPSO's e ajustes no *layout* submarino.

Em 2007, a Petrobras aprovou a criação do Programa Tecnológico para o Desenvolvimento da Produção do Pré-sal (PROSAL), para coordenar as atividades de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) voltadas para os desafios de Engenharia de Poços, Reservas e Reservatórios e de Garantia de Escoamento, com foco principal na Bacia de Santos, além da Bacia de Campos – que perdurou até 2020. Em 2009, criou outro programa tecnológico, o PRO-CO<sub>2</sub>, dedicado ao P&D com foco no gerenciamento do CO<sub>2</sub> na Bacia de Santos.

Após as descobertas iniciais na Bacia de Santos, a Petrobras conduziu o “Projeto Varredura”, um programa exploratório focado no Pré-sal da Bacia de Campos. A ideia era perfurar diversos poços mais profundos próximos às plataformas que já produziam petróleo nos reservatórios turbidíticos mais rasos do pós-sal, buscando atingir objetivos do Pré-sal. Eles poderiam ser interligados às plataformas e colocados em produção rapidamente, já que a infraestrutura de produção já estava instalada. Assim, o “marco zero” da produção de petróleo no Pré-sal foi em 2008 na Bacia de Campos, no Parque das Baleias, litoral do Estado do Espírito Santo, quando o poço ESS-103A foi interligado à plataforma P-34. Portanto, antes do primeiro óleo no teste de longa duração de Tupi (2009) ou do início oficial do Piloto de Tupi (2011).

Neste capítulo são abordadas estratégias de reservatórios para os projetos do Pré-sal

e desenvolvimentos tecnológicos em engenharia de poços, engenharia de reservatórios com foco em recuperação avançada de petróleo (EOR - *Enhanced Oil Recovery*), gerenciamento do CO<sub>2</sub>, interações rocha-fluidos, sistemas submarinos e garantia de escoamento visando ao controle de incrustações salinas. Para evitar redundância com outros capítulos, não serão abordadas algumas tecnologias de grande importância para a produção no Pré-sal, como as tecnologias geofísicas abordadas nos capítulos 4 e 12 (Histórico da evolução geofísica e Geofísica de reservatórios no Pré-sal brasileiro), modelagem geológica (capítulos 13, 14 e 15, respectivamente O Campo de Tupi, O Campo de Mero e O campo de Búzios) e petrofísica (capítulo 11, Petrofísica e avaliação de formações nas descobertas do Pré-sal) - em especial ressonância magnética nuclear.

## 2. ESTRATÉGIAS E PREMISSAS PARA REDUZIR RISCOS DE PROJETO ASSOCIADOS AO RESERVATÓRIO

As rochas-reservatório carbonáticas do Pré-sal apresentam heterogeneidades significativas. Estas são geradas por processos geológicos estruturais, estratigráficos ou diagenéticos que afetam a eficácia dos mecanismos de varredura e deslocamento, como a injeção de água e de gás, podendo reduzir a recuperação de óleo caso não sejam adequadamente abordadas. As propriedades dos hidrocarbonetos variam entre campos, por vezes dentro do mesmo campo, mas a maioria das jazidas apresenta óleo leve em torno de 30° API, viscosidade perto de 1cp e razão

gás-óleo (RGO) entre 100 e 400 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>. A presença de CO<sub>2</sub> dissolvido no fluido é comum, com maiores teores na Bacia de Santos do que na de Campos, e em alguns casos particulares com ocorrência de H<sub>2</sub>S. A incidência de contaminantes obriga a utilização de materiais nobres e proteção contra corrosão em partes dos sistemas de produção – tubulações “molhadas” dos poços, sistemas submarinos e instalações de superfície. Os consórcios operados pela Petrobras no Pré-sal optaram por não emitir CO<sub>2</sub> não antropogênico para a atmosfera, instalando sistemas de separação de contaminantes, purificando a corrente de gás de exportação e reinjetando o CO<sub>2</sub> de volta ao reservatório. Além dos benefícios ambientais, esta reinjeção melhora o fator de recuperação. Os altos valores de RGO propiciam ganho econômico pelo gás hidrocarboneto (HC) produzido, mas ampliam a demanda de compressão e a complexidade da planta de processo no FPSO (peso, espaço na plataforma e geração de energia), o que limitou a produção de petróleo nas primeiras unidades a um valor próximo a 150 mil barris por dia por unidade de produção.

Considerando a complexidade e os enormes investimentos requeridos pelos projetos de desenvolvimento da produção do Pré-sal, a Petrobras e as empresas parceiras decidiram coletar dados de forma intensiva no início. Quanto aos sistemas de produção, foi previsto usar em uma primeira fase os mais convencionais (Fase 1), com padronização sempre que possível, e avaliar para um segundo momento (Fase 2) soluções menos convencionais. Após a Fase 1, como diversas incertezas permaneceriam ainda, os sistemas seriam planejados

de forma a fornecer flexibilidade para diferentes soluções (Formigli *et al.*, 2009). Buscaram-se estratégias de reservatórios eficazes para maximizar a recuperação, avaliando e minimizando riscos econômicos associados ao reservatório, apoiadas em três pilares ou direcionadores fundamentais (Salomão *et al.*, 2015): (a) programa abrangente de coleta de dados; (b) abordagem multidisciplinar, integrada e não determinística; (c) estratégias de blindagem de riscos, dando robustez e flexibilidade aos projetos.

## 2.1. Pilar 1 – Programa abrangente de coleta de dados

O volume recuperável de óleo é dependente dos seguintes fatores: (a) volume de óleo “*in place*”; (b) características que controlam o deslocamento do óleo; e (c) estratégia e mecanismos adotados para a sua recuperação. Principalmente nos estágios iniciais do Pré-sal, com ausência de reservatórios análogos em produção, algumas ações para a obtenção precoce de dados foram importantes para a construção dos primeiros modelos de rocha e fluidos. Exemplos destas ações são: aquisição sísmica de alta qualidade, perfuração de um número adequado de poços de avaliação (*appraisal*) e avaliação de dados dinâmicos iniciais. Esta iniciativa revelou-se de grande peso para as definições futuras das melhores estratégias de produção. O programa completo de aquisição de dados de reservatórios do Pré-sal incluiu coleta abrangente de dados estáticos e dinâmicos, buscando antecipar respostas para transmissibilidade de falhas geológicas; existência de compartimentos estruturais; corredores de fraturas geológicas;

barreiras de permeabilidade verticais; camadas de alta permeabilidade; contrastes de permeabilidade entre as camadas; anisotropia de permeabilidade; mobilidade do óleo e mecanismos de dano à formação. Tais características poderiam afetar de forma significativa o deslocamento, a eficiência de varrido e a recuperação de óleo. Uma das regras de ouro estabelecidas impunha que, na área drenada por cada unidade de produção (FPSO), deveria haver pelo menos dois poços de avaliação ou de aquisição de dados de reservatório (ADR), com coleta de amostras de fluidos de fundo de poço em várias profundidades, amostras laterais de rocha, testes de formação (TFR) e um amplo conjunto de perfis. Além disso, toda interpretação deveria ser suportada por sísmica de alta resolução.

Testes de Longa Duração (TLD), com monitoramento da pressão em um poço vizinho antes de sancionar o projeto de desenvolvimento, foram fundamentais para uma avaliação dinâmica completa e para apoiar a definição dos mecanismos de recuperação e modelagem do comportamento dinâmico. A implementação do TLD e a perfuração dos poços ADR, devido aos custos altos, foram apoiadas por estudos probabilísticos do Valor da Informação (VDI).

Em áreas desenvolvidas com várias unidades de produção, particularmente nos campos estratégicos e nas áreas de maior risco, procurou-se aprofundar o entendimento do comportamento dinâmico por meio de TLDs antes de sancionar o desenvolvimento completo. A primeira unidade foi tratada como um sistema Piloto, cujos resultados foram marcos críticos na definição das estratégias e alternativas para os demais.

## 2.2. Pilar 2 – *Workflow* integrado e não determinístico

No caso de rochas carbonáticas heterogêneas, portadoras de fluidos com variação composicional e um complexo sistema rocha-fluido, mesmo uma intensa coleta de dados pode não ser suficiente devido a alguns parâmetros de incerteza. É importante considerar múltiplos cenários com diferentes representações das propriedades críticas. Além disso, a estratégia de recuperação ideal tem de ser eficaz no âmbito dos diferentes cenários representados.

A modelagem dos atributos de reservatórios com impacto no projeto deve ser o objetivo central do modelo geológico, petrofísico e de fluxo, requerendo forte integração entre equipes multidisciplinares nas fases iniciais do projeto. Sendo, ainda, essencial que as áreas de subsuperfície, de poços, de elevação de fluidos, de *layout* submarino e instalações de superfície estejam integradas ao longo da análise, durante todas as fases de decisão, buscando a seleção de alternativas de desenvolvimento e mecanismos de recuperação que possam apresentar melhor desempenho e resultado econômico de forma abrangente sobre os cenários analisados.

## 2.3. Pilar 3 – Blindagem do plano de desenvolvimento

Mesmo adotando uma estratégia agressiva de coleta de dados, pode persistir um alto grau de incerteza sobre o comportamento dinâmico, pelas grandes dimensões de campos do Pré-sal ou pela complexidade do sistema

rocha-fluido. Algumas propriedades referentes à eficiência de varrido, às comunicações entre as regiões e ao desempenho de mecanismos dinâmicos somente serão melhor conhecidas durante a operação do campo, quando os procedimentos corretivos que envolvem escopo de projeto serão mais difíceis de serem implementados.

Assim, para definir estratégias de recuperação de hidrocarbonetos que sejam eficazes em diferentes situações, consideram-se múltiplos cenários, incluindo o mais provável ou de referência, além de outros cenários para as propriedades estáticas e dinâmicas. Isto vale para temas críticos como: a escolha do método de recuperação mais eficiente; a possibilidade de alterar ou corrigir o plano de drenagem através da conexão de poços adicionais; a colocação de poços de injeção nos compartimentos; a possibilidade de conversão de poços (produtores em injetores); a definição dos tipos de fluidos injetados, água ou gás, e a possibilidade de alteração entre eles (WAG, *Water-Alternating-Gas*); a estratégia de canhoneio dos produtores e dos injetores, enriquecida pela opção de uso de completação inteligente.

Ao se definirem estratégias de recuperação em um plano de desenvolvimento, sob condições de incerteza, podem-se seguir dois caminhos diferentes (Moczydlower *et al.*, 2012): (a) a escolha de uma alternativa que é a mais apropriada por critérios econômicos, considerando todos os cenários, mesmo não sendo a melhor alternativa para o cenário mais provável, o que fornece robustez ao projeto; (b) a opção para adaptar a estratégia inicial, se

a operação revelar um comportamento diferente do caso mais provável, fornecendo flexibilidade ao projeto, antecipando opções de contingência para responder a cenários menos prováveis.

### 3. ENGENHARIA DE POÇOS

A descoberta de petróleo no Pré-sal da Bacia de Santos, em reservatórios muito profundos e tendo que atravessar muitas vezes 2.000 metros de sal, demandou esforços significativos de desenvolvimento tecnológico para a área de Engenharia de Poços (Beltrão *et al.*, 2009). Os desafios podem ser agrupados em dois grandes objetivos: (a) tecnologias para reduzir os elevados custos dos poços e (b) tecnologias para aumentar a produtividade e a recuperação de petróleo no reservatório. Detalharemos um pouco mais, a seguir, algumas delas.

#### 3.1. Atravessando 2.000 metros de sal

As atividades iniciais de construção de poços do Pré-sal da Bacia de Santos começaram na locação Parati, em região de “janela de sal” (área com ausência de sal), estratégia exploratória usada para comprovar o sistema petrolífero e, ao mesmo tempo, evitar perfurar grandes espessuras de sal (Figura 3.1.1). O poço Parati (1-RJS-617) foi iniciado em janeiro de 2005 e concluído em outubro 2006, tendo sido gastos 225 dias somente na etapa de perfuração propriamente dita. Em março de 2006, foi iniciada a perfuração da locação Tupi (1-RJS-628A), em lâmina d’água de 2.126m. Esta atravessou cerca de 1.000m de sedimentos pós-sal; posteriormente 2.000m de sal, até chegar ao petróleo e topo do reservatório carbonático “Pré-sal”, próximo dos 5.000m. Em seguida, continuou sua perfuração até perto dos 6.000 m, para conhecer a estratigrafia. Moraes (2014) apresenta em detalhes o histórico dos primeiros poços perfurados no Pré-sal da Bacia de Santos.

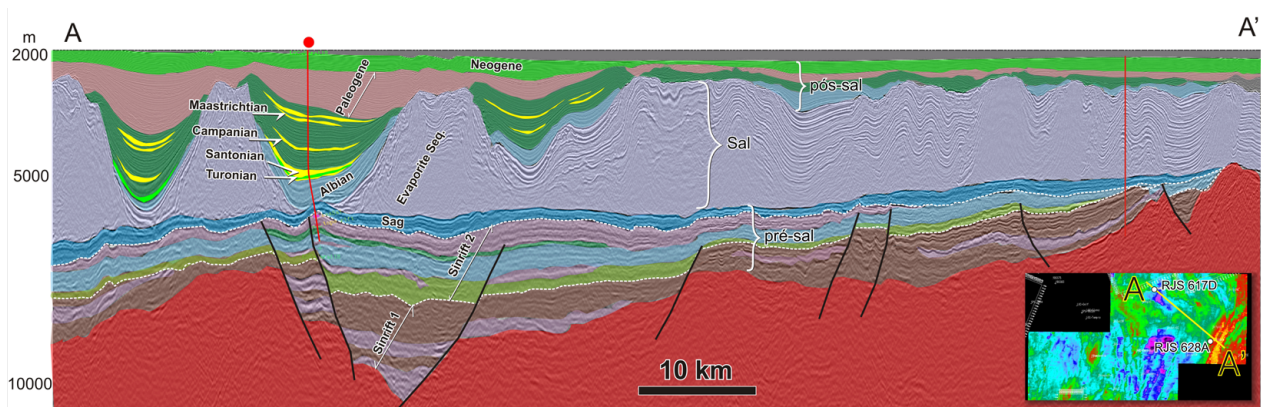


Figura 3.1.1. Seção sísmica em profundidade através das Locações Parati (1-RJS-617D) e Tupi (1-RJS-628A).  
Autor: João Alexandre Gil.

A dificuldade para perfurar os 2.000 metros de sal em Tupi foi menor do que algumas previsões mais pessimistas, devido à baixa temperatura constatada, reduzindo a fluência do sal. Outras áreas com maior soterramento e menor espessura de sal, com altas temperaturas, se revelaram mais problemáticas para a perfuração no sal. A temperatura e o soterramento elevados aumentam a fluência do sal. Havendo interações de sais mais solúveis que a halita e de maior taxa de fluência, como a carnalita e a taquidrita, as camadas vão fechando o poço muito rapidamente durante a perfuração, a ponto de poderem prender a coluna de perfuração (Poiate *et al.*, 2006; Costa e Poiate, 2008; Falcão, 2008). Com o aumento do conhecimento do comportamento e das propriedades mecânicas de rochas dos diversos sais encontrados, bem como sua modelagem, houve uma redução significativa no tempo para atravessar a camada de sal em projetos de perfuração nos anos subsequentes. Foram também otimizados os projetos de revestimento dos poços por simulação pelo Método dos Elementos Finitos, FEM, para cálculo de cargas geomecânicas de sal sobre os revestimentos.

Deve ser ressaltada a importância do fluido de perfuração sintético para a descoberta e o desenvolvimento do Pré-sal, viabilizando a perfuração da espessa camada de sal e propiciando avanços na avaliação dos reservatórios através da perfilagem com ressonância magnética nuclear, conforme Nascimento e Denicol (2009). Esta ferramenta passou a ser utilizada não somente para a medição de porosidade em litologias complexas, mas também para fornecer saturações, quando conjugada com resultados de amostragem de fluidos de fundo de poço.

Mesmo sendo os poços do Pré-sal preferencialmente verticais, percebeu-se, em determinados instantes, a necessidade de construir poços inclinados, por razões ligadas ao *layout* submarino ou relacionadas com o fornecimento de recursos críticos, ou mesmo pelas particularidades dos reservatórios. Assim, foi então planejada uma curva de aprendizado para a construção de poços inclinados com *kick-off point* (KOP) no sal, com níveis de dificuldade crescentes. Em 2010, foi iniciada com um poço raso terrestre, na Bacia de Sergipe-Alagoas, no Campo de Aguilhadas. Em seguida em poços marítimos na Bacia de Campos, nos Campos de Albacora Leste, Marlim e Baleia Azul, no Parque das Baleias. Por fim, entre 2011 e 2012, foram construídos poços inclinados mais profundos e com cada vez maior inclinação (Pinheiro *et al.*, 2015) na Bacia de Santos, no Campo de Tupi: 23°, 30°, 51° e, por último, 89° - este já considerado horizontal.

### 3.2. Tecnologias PDM (*Managed Pressure Drilling*) e PMCD (*Pressurized Mudcap Drilling*)

As rochas-reservatório carbonáticas do Pré-sal são frequentemente afetadas por processos geológicos de dissolução, gerando os chamados "carstes", com porosidade vugular, presença de mega e giga poros, e até cavernas. Adicionalmente, costumam apresentar fraturas abertas. Estas geometrias porosas favorecem perdas de circulação dos fluidos de perfuração, além de instabilidades das paredes do poço, resultando em aumento de tempo e custo de construção dos poços, o que muitas vezes inviabiliza a sua construção com tecnologias convencionais. A tecnologia *Managed Pressure Drilling* (MPD)

se propõe a gerenciar as pressões no anular do poço de maneira proativa durante a perfuração e a fazer face à janela operacional estreita ou nula entre a pressão de poros e o gradiente de fraturas. Ela evita também o influxo de fluido da formação para a superfície. A introdução desta tecnologia na Petrobras remete à década de 2000. Até 2009, a Petrobras realizou ações de prospecção e conhecimento da tecnologia, incluindo projetos de P&D e de qualificação tecnológica. De 2009 a 2013, foram realizadas operações em terra e no mar com sondas auto-elevatórias e unidades ancoradas, no Brasil e no exterior, comprovando os benefícios da técnica. Para a disponibilização desta aplicação, a Petrobras trabalhou também junto aos potenciais Fornecedores de Serviços, Entidades Classificadoras e Órgãos Reguladores, a fim de garantir atendimento aos requisitos técnicos de qualidade e segurança na adaptação e qualificação de sondas e equipamentos. Uma série de equipamentos tiveram de ser adaptados ou

desenvolvidos. Dentre eles podem ser citados dispositivos de superfície, tais como *choke manifold* de perfuração; medidor de vazão; cabine pressurizada e tecnologias de controle; aquisição e transmissão de dados. Além desses, há também dispositivos de *riser*, tais como carretel adaptador superior; cabeça rotativa (Figura 3.2.1); preventor anular; carretel de fluxo; carretel adaptador inferior; linhas auxiliares e válvulas de bloqueio. A empresa também contribuiu para o desenvolvimento de normas e padrões da indústria, de forma a garantir a continuidade operacional nos cenários de perfuração em MPD. Em 30 de outubro de 2013, foi atingida a profundidade final de 5.788 m no poço 9-RJS-708 (Campo de Búzios) (Fernandes *et al.*, 2015), perfurado com a sonda SS-77 (Ocean Valor), utilizando a tecnologia MPD com desvio menor que 5% em relação ao tempo planejado. Essa foi a primeira operação de MPD em águas ultraprofundas com uma unidade de posicionamento dinâmico.

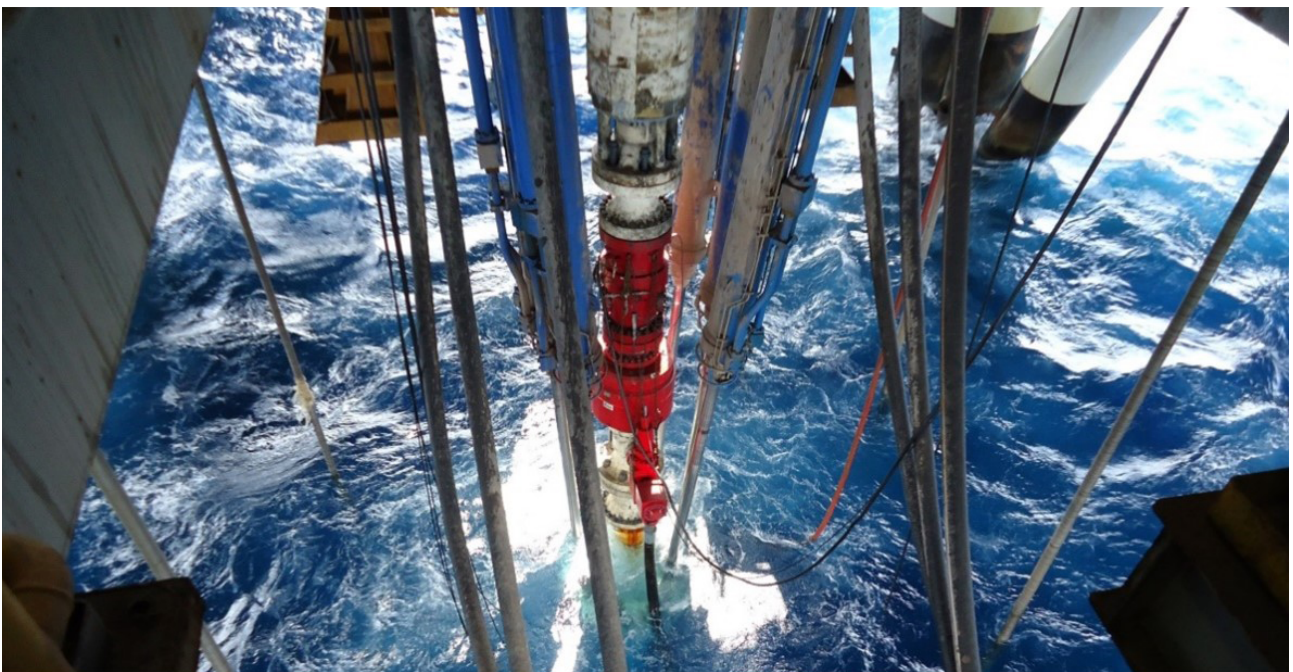


Figura 3.2.1 Cabeça Rotativa ATR instalada na sonda SS-46.

Durante a utilização da técnica MPD, o sistema de fluido tem sido projetado com peso hidrostaticamente sub-balanceado, de forma que, ao se constatarem perdas severas, alterna-se imediatamente do modo de perfuração com pressão constante de fundo e contra-pressão exercida na superfície, aplicado às janelas estreitas de perfuração, para o PMCD (*Pressurized Mud Cap Drilling*). Neste modo não há retorno de fluidos e cascalhos, pois são bombeados para dentro dos intervalos altamente permeáveis, como zonas depletadas, fraturadas ou carstificadas.

Em abril de 2014, foi concluída a perfuração do primeiro poço no Pré-sal da Bacia de Santos usando a técnica PMCD, o 7-LL-19-RJS. Após perfuração inicial de intervalos com perda controlada usando a técnica MPD, alternou-se para PMCD ao ser constatado intervalo com perda severa, atingindo-se o objetivo final em um poço que seria inviável convencionalmente. A conclusão deste poço representou um recorde tecnológico, à época o poço mais profundo perfurado com a técnica PMCD, com sonda de posicionamento dinâmico. Tal resultado se constituiu em uma das dez tecnologias premiadas no terceiro prêmio OTC da Petrobras em Houston em 2015 (Petrobras, 2015): “*Recorde de profundidade de lâmina d’água (2.103 m) na perfuração de um poço submarino com a técnica de Pressurized Mud Cap Drilling (PMCD)*”. Após essas primeiras experiências, diversos poços tiveram a perfuração viabilizada e atingiram os objetivos finais com uso da tecnologia MPD/PMCD (Nogueira *et al.*, 2019; Aranha *et al.*, 2019).

### 3.3. Completação a poço aberto no Pré-sal

Antes do Pré-sal, a Petrobras utilizou largamente o modelo de poço revestido, cimentado e canhoneado ou, nas areias turbidíticas pouco consolidadas da Bacia de Campos, sistemas de isolamento e contenção de sólidos do tipo *gravel-pack* (Marques *et al.*, 2007). A completção a poço aberto nos poços do Pré-sal representou uma mudança de paradigma, aos poucos se mostrando uma oportunidade vantajosa para redução dos elevados custos de construção de poços, com possíveis benefícios adicionais. Reduziria o tempo dispendido nas operações tradicionais de cimentação e canhoneio dos espessos intervalos dos carbonatos do Pré-sal, além de ainda evitar dano ao reservatório no entorno do poço, reduzindo também o risco de perda de pasta de cimento para a formação, o que tenderia a ocorrer se empregada a completção tradicional.

O receio à completção a poço aberto se justificava pela possibilidade da produção de sólidos do reservatório durante a produção de petróleo, representando riscos à integridade dos materiais na coluna de produção ou nas partes subsequentes do sistema de produção. Somando-se a isso, a possível ampliação deste potencial decorrente de alguma fragilização da rocha após operações de acidificação.

A resistência ao conceito de completção a poço aberto foi paulatinamente vencida a partir da análise da experiência internacional em outros reservatórios carbonáticos no mundo (Salamy *et al.*, 2002; Franquet *et al.*, 2007; Warlick *et al.*, 2009), dos parâmetros

de perfuração no Pré-sal e também de uma ampla campanha experimental de medição de propriedades mecânicas da rocha carbonática do Pré-sal. A baixa taxa de penetração nos carbonatos, os altos parâmetros de peso sobre a broca (*WOB-Weight on Bit*) e rotação, além do desgaste observado nas brocas ao final de cada operação indicavam que a rocha-reservatório do Pré-sal seria “dura” (resistente), o que reduziria os riscos de produção de sólidos. Essa suposição contrastava com os danos de parede (*breakouts*) observados em muitos poços, ainda na perfuração (em regime de *overbalance*). Sabia-se também de experiências de insucesso da completação a poço aberto na indústria (Xi Wang *et al.*, 2006) e que a adoção deste sistema de completação poderia ser mais vantajosa se empregada em larga escala, envolvendo negociação de equipamentos e suprimentos com fornecedores e execução seriada. A solução deveria ser robusta e sem margem para falhas.

A resposta veio a partir de uma extensa campanha de caracterização laboratorial das propriedades mecânicas da rocha-reservatório realizada no CENPES, usando amostras laterais e testemunhos. Essa campanha contou com ensaios mecânicos, avaliações petrofísicas e petrossísmicas e imageamentos tomográficos em amostras. Algumas das amostras foram submetidas à acidificação em laboratório para simular a fragilização e enfraquecimento da rocha após operações de

estimulação. Simulações por elementos finitos indicaram que seria recomendável utilizar uma proteção adicional de um *liner* perfurado, optando-se pela completação *standalone liner* em detrimento à totalmente aberta (*barefoot*). Assim, estariam sendo contidos eventuais sólidos que poderiam ser prejudiciais aos equipamentos da completação inteligente, caso produzidos para dentro dos poços. O emprego dessa tecnologia permitiu ganhos médios de sete dias no tempo de completação de poços, redução de custos de materiais e preservação da produtividade original do reservatório. A completação simples, em um único intervalo, evoluiu para a completação a poço aberto multi-zona, com isolamento entre os intervalos e uso de completação inteligente, sendo alternativas disponíveis e amplamente usadas hoje no Pré-sal, a depender das características de cada área.

### 3.4. Aumento da produtividade dos poços do Pré-sal

Os reservatórios do Pré-sal são heterogêneos e podem apresentar altíssimas permeabilidades, com potencial para altos índices de produtividade. No entanto, podem também apresentar baixas permeabilidades. A melhor forma para ter acesso às regiões de alta produtividade é posicionar os poços nesses locais, com base em imageamento sísmico, bons modelos geológicos, petrofísicos e de fluxo. Contudo, mesmo quando os poços são

perfurados nas melhores posições, as operações de perfuração e de completação tendem a modificar o reservatório e gerar dano à produtividade, que precisa ser restaurada ou até ampliada, com uso das tecnologias de “remoção de dano” ou de “estimulação”. Essa característica é muito comum nos carbonatos.

Por outro lado, a perfuração de formações de elevada permeabilidade impõe desafios. Entre eles, tem-se a manutenção da circulação dos fluidos de perfuração para refrigerar a broca e transportar a rocha perfurada para a superfície, além do controle da pressão hidrostática sobre a formação. É importante que os fluidos de perfuração impermeabilizem as rochas perfuradas, objetivo atingido através da utilização de produtos que formam uma película sobre a formação, um “reboco”, que restringe a filtração dos fluidos empregados na construção do poço e que deve ser depois removido para permitir a produção do poço ou a injeção de água ou gás na formação. Ademais, a ação da broca afeta a porosidade e a permeabilidade da rocha, que são recuperadas após removido o dano induzido. Essas operações de “estimulação” abrangem a acidificação de matriz, em formações de permeabilidade elevada como costumam ser as do Pré-sal, ou o fraturamento, em formações de baixa permeabilidade, menos comuns no Pré-sal. A acidificação é a operação empregada em maior escala no Pré-sal.

A acidificação é uma operação conceitualmente simples, realizada geralmente pela injeção na formação de ácidos, como o ácido clorídrico HCl (usualmente 15% em massa) e/ou ácidos orgânicos (ácido acético, fórmico e suas misturas), para dissolver a região danificada e gerar canais de alta permeabilidade (*wormholes*) na rocha, sem desintegrá-la (Pereira *et al.*, 2012). No entanto, as grandes espessuras e heterogeneidade dos carbonatos do Pré-sal e as arquiteturas de poço empregadas (empacotamento de múltiplos intervalos de interesse com acesso por um único ponto) representam desafios. Distribuir o tratamento de forma uniforme em reservatórios de grande espessura é uma dificuldade, em parte equacionada com o uso de produtos químicos “divergentes”. São agentes que, de alguma forma, forcem os fluidos a penetrarem em todo o intervalo de rocha, não apenas nos trechos de maior permeabilidade. A Petrobras desenvolveu modelagens para planejar esses tratamentos, buscar a melhor formulação e definir a melhor sequência operacional (Ziauddin & Bize, 2007). O bombeio dos fluidos é realizado através de barcos de estimulação, com capacidade de fornecer grandes quantidades de ácido e agentes divergentes a vazões e pressões elevadas (Figura 3.4.1). Além do aumento dos índices de produtividade ou injetividade, os tratamentos ácidos apresentam reflexos tanto mais positivos para a recuperação de petróleo quanto maior a uniformidade obtida no intervalo tratado (Silva *et al.*, 2020).



Figura 3.4.1 Barcos de estimulação já empregados ou ainda em operação no Pré-sal entre 2013-2020. As embarcações possuem posicionamento dinâmico, DP2, e as principais Companhias de Serviço proveem esse tipo de recurso.

### 3.5. Completação inteligente no Pré-sal

A injeção de água e a injeção alternada de água e gás (WAG) foram escolhidos como os métodos de recuperação para os reservatórios carbonáticos do Pré-sal. Considerando a elevada heterogeneidade do reservatório, tecnologias que permitam agir no gerenciamento do reservatório para fazer face à possibilidade de chegada prematura de água ou gás injetados nos poços produtores, ou gerenciar as cotas de injeção por intervalos, podem trazer benefícios à recuperação. A adoção da completção inteligente se mostrou potencialmente vantajosa nos estudos nesse sentido, em especial nos reservatórios com maior espessura. Essa tecnologia permite abrir ou fechar segmentos ou intervalos do poço (portanto

do reservatório), possuindo como resultado uma resposta que guarda algum paralelo com o efeito da divergência comentado no item anterior, gerando, pois, maior uniformidade no “varrido”.

Uma avaliação de risco suportou a decisão de utilizar projetos de poços equipados com completção inteligente (CI), em particular, utilizando a tecnologia hidráulica direta (HD) em um percentual significativo de poços. Era esperado que essa tecnologia levasse a um melhor gerenciamento de reservatórios e trouxesse flexibilidade para lidar com as incertezas de reservatórios (Schnitzler *et al.*, 2015). A Figura 3.5.1 representa o projeto de poço típico de duas zonas.

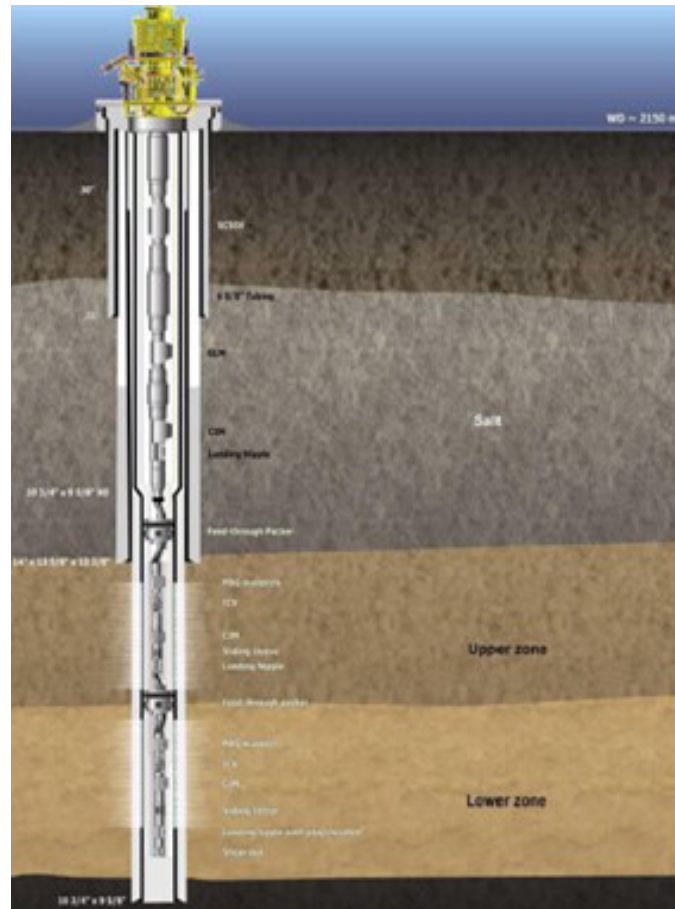


Figura 3.5.1 – Configuração de poço revestido em 12 1/4" (Schnitzler *et al.*, 2021).

As lições aprendidas permitiram identificar as limitações e buscar soluções de menor risco técnico, onde os principais objetivos eram: flexibilidade para usar a completação simples e multizona, utilizando o mesmo projeto de perfuração da fase reservatório; compatibilidade com perda severa; permitir isolamento temporário do reservatório na instalação ou retirada da completação superior; redução de tempo de construção de poço (perfuração e completação); padronização de equipamentos. A solução adotada foi uma nova arquitetura de poço com completação a poço aberto, desacoplada e com perfuração da última fase

perfurada em 8 1/2" (Schnitzler *et al.*, 2017). A arquitetura foi denominada de PACI (Poço Aberto com Completção Inteligente), base para diversas configurações de poço. Ela foi viabilizada pela disponibilização de *packer* expansível de poço aberto (PEPA), para garantir a seletividade (Jacinto *et al.*, 2015), e pela disponibilização de válvulas mecânicas de grande diâmetro (SSV-GD), para permitir isolar temporariamente o reservatório. Ambos desenvolvimentos do CENPES (setas vermelha e azul, respectivamente, na Figura 3.5.2). A arquitetura PACI começou a ser implantada no campo de Búzios em 2019.

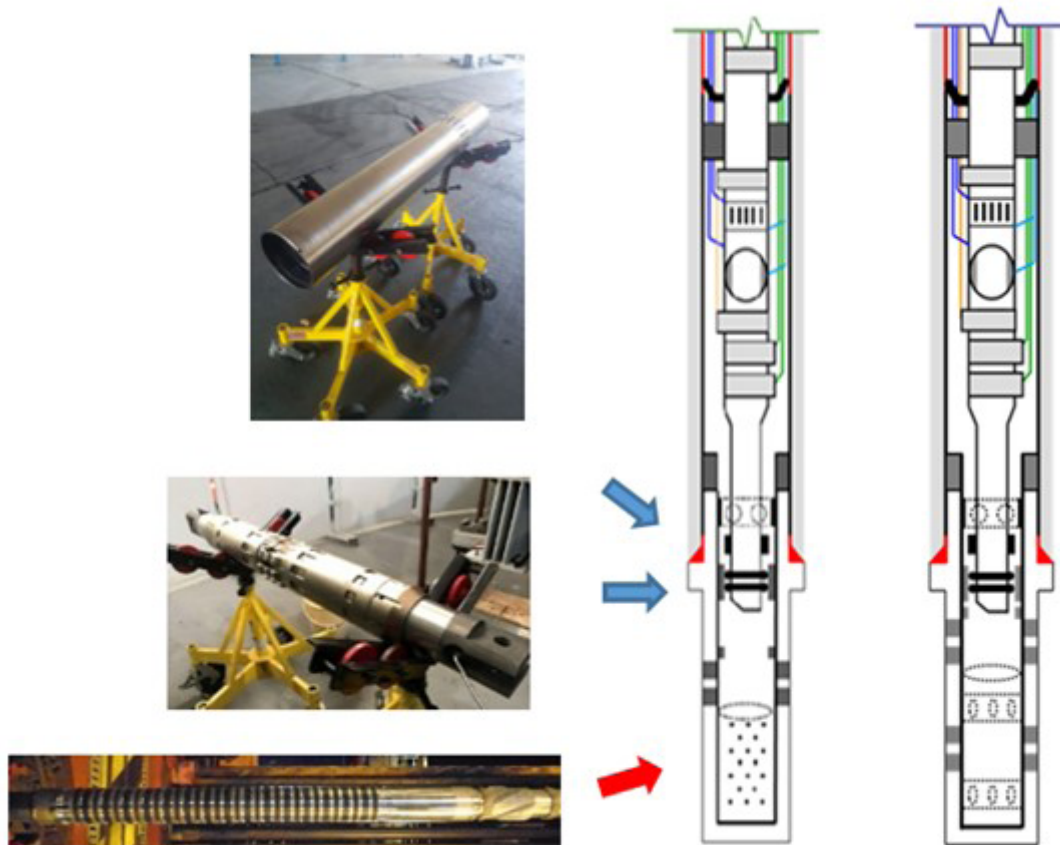


Figura 3.5.2 Arquitetura PACI com dois exemplos de configuração: PACI 2 (esquerda) e PACI 2+1 (direita). Setas azuis indicam as válvulas SSV-GD e a seta vermelha indica o PEPA (Schnitzler et al., 2021).

Atualmente, a Petrobras conta com mais de cem instalações de completção inteligente no Pré-sal. Tal resultado se constituiu em uma das dez tecnologias premiadas no terceiro prêmio OTC da Petrobras em Houston em 2015 (Petrobras, 2015): *“Primeiro uso intensivo de completção inteligente em águas ultraprofundas, nos poços satélites”*. Posteriormente, a completção inteligente no Pré-sal voltaria a ser alvo de premiação no quarto prêmio OTC da Petrobras em Houston em 2020 (Petrobras, 2020): *“Primeiro uso intensivo de completção inteligente em cenário de perda total de fluidos”*.

Mesmo com as limitações tecnológicas, ganhos da ordem de 50% na duração em relação às instalações iniciais de completção inteligente foram alcançados (Schnitzler *et al.*, 2019; Carpenter, 2020). O desafio agora é melhorar os resultados para poços com completção inteligente em três ou mais zonas, visando ao aumento de produção e do fator de recuperação. Novos desenvolvimentos deverão ser disponibilizados nos próximos anos, a exemplo da tecnologia de completção inteligente elétrica C.I.-e (Silva Jr *et al.*, 2017), uma evolução da arquitetura PACI para um número maior de zonas / intervalos, esperando-se

vários benefícios adicionais: (1) capacidade de monitoramento e diagnóstico de problemas em tempo real; (2) redundância de elementos do sistema para entrada em caso de falhas; (3) simplificação para as configurações e operações de construção, (4) *workover* e abandono de poços, controle remoto das aberturas e fechamento das válvulas; (5) aumento do monitoramento do processo para viabilizar o fornecimento abrangente de dados em tempo real (Carvajal *et al.*, 2018; Silva Jr *et al.*, 2012); (6) utilização de métodos alternativos de prevenção de incrustação (Mackenzie *et al.*, 2020; Martins *et al.*, 2020 e Heydrich *et al.*, 2019); (7) expectativa de maior segurança para as operações (Wilson, 2018; Scott *et al.*, 2018; e (8) aplicação de válvula de *gas lift* elétrica.

### 3.6. Redução de custo e tempo na construção de poços

Após os dois poços pioneiros nas locações Parati (1-RJS-617D) e Tupi (RJS-628A), foram perfurados mais 12 poços exploratórios no Pré-sal da Bacia de Santos. Em 2010, iniciou-se uma forte campanha de construção de poços para o desenvolvimento da produção. Entre 2010 e 2014, nos campos de Tupi e de Sapinhoá, sem abrir mão das boas práticas de segurança, a construção destes poços registrou redução de 44% no tempo médio de perfuração e 62% no de completação. Muitos desafios foram superados e

merecem destaque (Pinheiro *et al.*, 2015): (1) mitigação de perdas de circulação durante a perfuração de rochas-reservatório fraturadas ou carstificadas com o emprego das tecnologias MPC/PMCD; (2) maximização da recuperação de óleo através da instalação de completações de zonas múltiplas, com completação inteligente, válvulas controladas remotamente, injeção de produtos químicos e monitoramento de pressão e temperatura por intervalo; (3) otimização da estimulação dos poços; (4) perfuração sem *riser* de seções extensas do pós-sal com apenas uma broca, penetrando até 200m no sal; (5) aumento de taxa e redução do custo métrico de perfuração de rochas carbonáticas muito duras pelo aprimoramento das brocas de perfuração em conjunto com a composição de fundo de poço - *bottom hole assembly* (BHA); (6) otimização do projeto de perfuração em zonas de sal; (7) otimização do projeto do revestimento dos poços. Em 2016, o tempo médio total (perfuração + completação) gasto para a construção dos poços de desenvolvimento da produção do Pré-sal já era aproximadamente um terço do tempo em 2010 (Sombra, 2017; Figura 3.6.1). As tecnologias de poços voltadas para aumento de produtividade representam perfuração de menor número de poços e, portanto, redução dos investimentos na construção de poços nos projetos de desenvolvimento da produção. Da mesma forma, podem ser vistas as tecnologias de poços que aumentem o fator de recuperação.

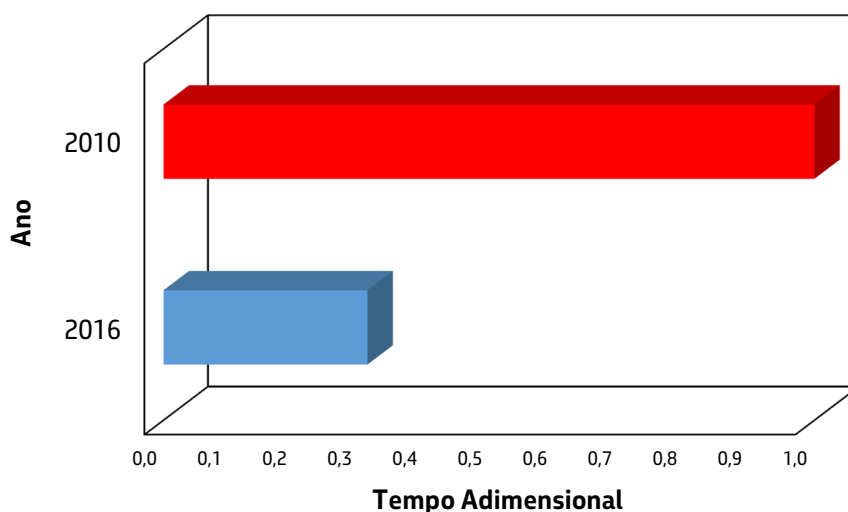


Figura 3.6.1 Tempo médio total (perfuração + completção) para a construção dos poços do Pré-sal em 2010 e em 2016 (Sombra, 2017).

#### 4. GERENCIAMENTO DO CO<sub>2</sub>

Parte do desafio para o desenvolvimento da produção do Pré-sal da Bacia de Santos se relaciona à elevada RGO e aos elevados teores de CO<sub>2</sub> dos fluidos dos reservatórios. Desde as primeiras amostras coletadas no campo de Tupi, observaram-se altos valores de RGO (220 a 240 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>) e teores de CO<sub>2</sub> de 8 a 12% (Nakano *et al.*, 2009), o que já os diferenciava dos fluidos da Bacia de Campos. Tais características se desdobraram em ações para análise de seu impacto nos sistemas de produção, sob a ótica dos sistemas necessários para processar e movimentar o grande volume de gás natural associado ao óleo que seria produzido. Assim, tanto a elevada RGO quanto a presença de contaminantes vieram a se constituir como condições importantes para a definição do tamanho e capacidade de produção de óleo dos FPSO's do Pré-sal da Bacia de Santos (Pinto *et al.*, 2014). Além disso, consideraram-se

também as oportunidades no tocante ao sequestro geológico de carbono e recuperação melhorada de petróleo com uso do CO<sub>2</sub> (Almeida *et al.*, 2010a e 2020b).

Nesse contexto, algumas premissas importantes para o desenvolvimento do campo passaram a nortear os projetos dos sistemas de produção. Uma das mais importantes, sem dúvida, como já comentado na introdução ao item 2, se referiu à decisão de separar o CO<sub>2</sub> do gás natural a ser produzido. Isso ocorre para garantir sua qualidade, tanto para a exportação e aproveitamento (realizada pela malha de gasodutos do Pré-sal, implantada para escoar a produção de Tupi, mas também para outros campos, como Sapinhoá e Búzios) como para a geração de energia nos próprios sistemas de produção ou elevação artificial pelo método *gas-lift*. Como consequência desta primeira decisão, uma segunda - mas não menos importante - foi tomada junto às empresas

parceiras em cada um dos blocos do Pré-sal da Bacia de Santos. A Petrobras e parceiras assumiram voluntariamente o compromisso de não emissão do CO<sub>2</sub> (produzido com os fluidos do reservatório) para a atmosfera. Decisão que não ficou restrita ao campo de Tupi, mas que se tornou abrangente a todo o desenvolvimento futuro da produção do Pré-sal da Bacia de Santos, ratificando a preocupação e compromisso dos consórcios com a redução do impacto ambiental em seus ativos. O CO<sub>2</sub> separado, portanto, em todos os ativos desde então, é comprimido e re-injetado no reservatório produtor, por vezes em poços especificamente perfurados para descarte do CO<sub>2</sub> ou em poços de

injeção alternada de água e gás, para recuperação avançada via método WAG (*Water Alternating Gas*).

Com isso, desde o primeiro projeto de UEP (Unidade Estacionária de Produção) para o Pré-sal da Bacia de Santos, o FPSO Cidade de Angra dos Reis (Figura 4.1), houve necessidade de se avaliar tecnologias que garantissem correta capacidade de processamento de gás de modo a se atingirem as especificações técnicas, sejam elas requeridas para exportação pelo órgão regulador nacional (ANP), por segurança operacional, ou mesmo para garantir viabilidade técnico-econômica para o empreendimento.



Figura 4.1. FPSO Cidade de Angra dos Reis, destacando a complexidade da planta de processamento embarcada em uma Unidade de Produção típica do Pré-sal.

A tecnologia selecionada para a remoção de CO<sub>2</sub> foi a de membranas (Andrade *et al.*, 2015), pioneiramente aplicada em ambiente *offshore* para tratamento de gás associado. Com base no fenômeno de permeação, as membranas permitem segregar o CO<sub>2</sub> da corrente

de gás produzido através de um sistema mais compatível com o peso e o espaço disponíveis em unidades de produção *offshore*. Além disso, por serem modulares (Figura 4.2), permitem à unidade atender a uma particularidade destas plantas de processo: flexibilidade com

relação à vazão processada e ao teor de CO<sub>2</sub> na alimentação. A flexibilidade proporcionada pelas membranas supriu ainda a necessidade de atendimento às diversas curvas de produção de cada reservatório (ainda pouco

conhecidos, à época) e também a naturais consequências da injeção destes fluidos nos reservatórios produtores com o tempo de produção, a saber: tendência de aumento de CO<sub>2</sub> no gás produzido.



Figura 4.2. Módulo de separação de CO<sub>2</sub> por membranas.

Combinadas às membranas, as plantas de processo do Pré-sal introduziram também outras tecnologias para processamento de gás natural ainda inéditas no cenário *offshore*. Dentre elas, resalta-se o uso pioneiro das peneiras moleculares para secagem do gás produzido (Figura 4.3). O uso das peneiras foi motivado em função da alta corrosividade exibida por este gás úmido contendo CO<sub>2</sub> – dado que sua característica fundamental é reduzir o teor de água a menos de uma parte por milhão, através do fenômeno de adsorção. Elas foram aplicadas como etapa essencial no processo de tratamento de gás produzido, em geral, logo após sua separação

da corrente de óleo. Contribuíram com a segurança de processo, com o uso de materiais metálicos menos nobres nas plantas e com a garantia da continuidade operacional, uma vez que evitam a formação de hidratos nas linhas de reinjeção ou condensação nos gasodutos de exportação. Para evitar o arraste de líquido na corrente gasosa, vasos depuradores (*scrubbers*) são posicionados entre o sistema de compressão/resfriamento de entrada e a alimentação dos vasos contendo as peneiras. Assim como em qualquer tecnologia de desidratação de gás, a presença de hidrocarbonetos de cadeia longa (tipicamente C5+) no gás leva à queda de desempenho.

Quando presentes em demasia e sob alta temperatura, esses componentes pesados dão origem à formação de compostos aromáticos condensados, semelhantes a coque, na superfície das peneiras. Esse fenômeno diminui a área superficial interna disponível para adsorção, sendo um fator significativo para

a perda de capacidade de secagem (Santiago *et al.*, 2019). Tanto quanto as membranas, desde o primeiro sistema de produção (FPSO Cidade de Angra dos Reis), todos os demais sistemas que preveem a exportação para venda do gás produzido contam até hoje com as peneiras para secagem de gás.



Figura 4.3 Unidade de desidratação de gás com peneiras moleculares.

O gerenciamento de CO<sub>2</sub> no Pré-sal se constituiu em uma das dez tecnologias premiadas no terceiro prêmio OTC da Petrobras em Houston em 2015 (Petrobras, 2015): *“Primeira separação de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) em águas ultraprofundas com reinjeção do CO<sub>2</sub> em reservatórios produtores”*. Como resultado desta filosofia de projeto, além de garantir produção diária média de 88,3 milhões de metros cúbicos diários de gás natural em condição normal em 2020 (ANP, 2021), a Petrobras já produziu, processou e reinjetou até o ano de 2019 cerca de 14,4 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> em seus diversos ativos operados no Pré-sal da Bacia de Santos. Por esta marca, foi premiada com o Prêmio FIRJAN Ambiental 2020, categoria Gases de Efeito Estufa e Eficiência Energética, com o Projeto “Captura,

Uso e Armazenamento de Carbono (CCUS) no Processo de Produção de Óleo e Gás no Polo Pré-sal” (Petrobras 2020, Prêmio FIRJAN Ambiental 2020). Esta marca, de acordo com o Global CCS Institute, coloca o projeto como um dos maiores hubs de CCUS (Carbon Capture Utilization and Storage) do mundo, sendo o primeiro em ambiente *offshore*.

O futuro do desenvolvimento da produção do Pré-sal na Bacia de Santos passa por uma nova geração de sistemas de produção capazes de lidar com volumes de gás natural associado ainda maiores – em campos cuja RGO pode ser dez vezes maior que a encontrada em Tupi – e com teores de CO<sub>2</sub> acima de 40% (Passarelli *et al.*, 2019; Anjos *et al.*, 2019). Para superá-los, a Petrobras conta com o uso de tecnologias

de processamento e movimentação de gás com CO<sub>2</sub> em ambiente submarino, dentre as quais se destaca o HiSEP® – uma tecnologia patenteada e em desenvolvimento, que permite segregar boa parte do gás contendo alto teor de CO<sub>2</sub> no fundo do mar, permitindo que ele seja reinjetado sem subir para as futuras UEP's. O HiSEP® e outras tecnologias permitirão, portanto, simplificar as plantas de processamento de gás das futuras UEPs – que hoje ocupam cerca de 60% da área disponível no convés, liberando espaço para aumentar a produção de óleo. Poderá também viabilizar a produção em áreas de altíssima RGO e CO<sub>2</sub>, onde hoje não é possível realizá-la devido ao porte e complexidade das plantas de processamento (Passarelli *et al.*, 2019).

## 5. INICIATIVAS PARA AUMENTO DO FATOR DE RECUPERAÇÃO

Para viabilizar o desenvolvimento das jazidas do Pré-sal, a Petrobras e seus parceiros adotaram, desde a fase de concepção dos projetos, várias ações visando definir e implantar tecnologias que garantissem a exploração sustentável desses recursos. A injeção de água foi selecionada como método para manter a pressão e elevar a recuperação desses campos. Esta é uma técnica bem conhecida, amplamente utilizada pela Petrobras em seus reservatórios de águas profundas, e que teria uma boa eficiência de deslocamento no cenário do Pré-sal, por conta da baixa viscosidade do óleo. Seria inclusive uma opção mais segura face aos riscos associados à elevada heterogeneidade, comum em muitos reservatórios

carbonáticos. Porém, tais acumulações são portadoras de óleos que possuem, frequentemente, alto teor de gás dissolvido, com concentrações variáveis de gás carbônico (CO<sub>2</sub>). A alta produtividade de seus reservatórios implicaria, portanto, na produção de volumes significativos de CO<sub>2</sub>.

Assim, foi também definido que o gás carbônico produzido seria separado do gás natural ao chegar em superfície e injetado de volta ao reservatório. A reinjeção da corrente rica de CO<sub>2</sub>, em um primeiro momento, foi planejada seguindo a filosofia de descarte do mesmo, através de poços dedicados, evitando seu lançamento na atmosfera. Esse, por exemplo, foi o caso do primeiro poço injetor de gás a entrar em operação (9-RJS-665) na área denominada de Piloto de Tupi. Já nessa época, no entanto, foi vislumbrada a oportunidade de maximizar o valor da injeção de CO<sub>2</sub>, caso a modalidade alternada com a água fosse viável (Pizarro e Branco, 2012; Vieira *et al.*, 2020). A adoção desse procedimento possibilitaria alcançar uma sinergia entre preservação ambiental, maior eficiência de recuperação de óleo e flexibilidade no gerenciamento do gás produzido. Do ponto de vista de reservatórios, algumas características eram favoráveis à aplicação do método de injeção alternada de água e gás. Dentre elas, podemos citar a baixa densidade do óleo, o alto teor de CO<sub>2</sub> e as condições propícias à miscibilidade (alta pressão e baixa temperatura).

A tecnologia WAG (*Water-Alternating-Gas injection*) busca conjugar os benefícios das injeções contínuas de água e de gás em reservatórios de petróleo (Figura 5.1). A ideia é alternar

as injeções destes fluidos, em um mesmo poço, de forma que efeitos de escoamento multifásico na rocha-reservatório reduzam a mobilidade do gás e provoquem sua divergência para regiões inicialmente não varridas. A técnica foi proposta por Caudle e Dyes (1957) para melhorar o desempenho da injeção contínua de gás. O gás exerce o papel principal de aumentar a capacidade de extração de óleo por diferentes

mecanismos, tais como: inchamento e redução de viscosidade do óleo; extração de componentes do óleo pelo gás e anulação da tensão interfacial gás-óleo (efeito de miscibilidade). A água, por sua vez, permite que o gás maximize o volume de rocha contatado, elevando as eficiências de varrido areal e vertical. Ela ajudaria, ainda, a carrear o óleo mobilizado pelo gás em direção aos poços produtores.

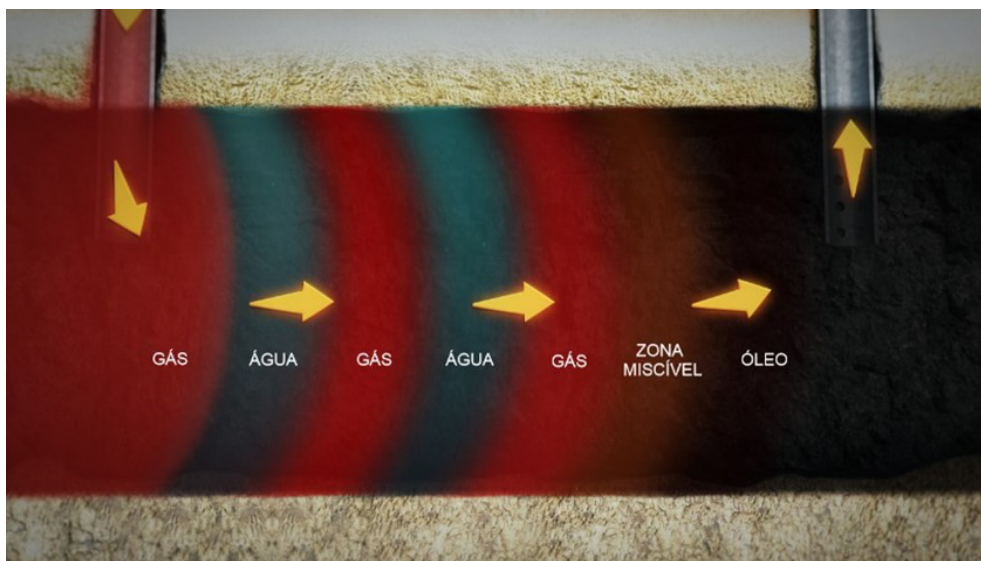


Figura 5.1. Desenho esquemático da injeção WAG.

Além dos benefícios citados para a recuperação adicional de óleo, o processo WAG é uma importante ferramenta para propiciar um gerenciamento mais efetivo do reservatório, em termos de controle da razão gás-óleo (RGO) dos poços produtores, fator relevante em se tratando de Unidades de Produção *offshore* com capacidades limitadas de processamento ao gás.

Apesar de ser bem conhecida na literatura científica e aplicada em outras bacias ao redor do mundo, a utilização do método WAG em ambientes como o do Pré-sal (poços satélites

em águas ultraprofundas) era inédita. Em ambientes *offshore*, as dificuldades para implantação desse tipo de tecnologia são maiores e demandam um planejamento com grande antecedência. A realização de um teste Piloto em campo mostrava-se fundamental, ao mesmo tempo em que acarretava, conseqüentemente, grandes desafios operacionais. Entre esses, foram mapeados riscos de formação de hidratos, deposição de asfaltenos e a própria operação de troca de fluidos injetados. Outras questões de reservatório estavam relacionadas à correta quantificação do desempenho

do método, os tempos de irrupção dos fluidos injetados e o ganho em recuperação adicional.

Com base no contexto descrito acima, a Petrobras definiu uma estratégia fundamentada em três pilares para a validação da tecnologia: caracterização laboratorial, estudos de simulação numérica e testes de campo (Vieira *et al.*, 2016, 2019). A análise e a integração do conhecimento obtido possibilitaram expandir o método para novas áreas, com segurança e maior robustez.

Um extenso programa de amostragem, caracterização e modelagem de fluidos foi executado de forma a permitir a previsão adequada de suas propriedades em simulações composicionais de fluxo e o mapeamento de gradacões composicionais.

Foram também desenvolvidos projetos de caracterização do escoamento multifásico, em amostras da própria rocha-reservatório, voltados especificamente à descrição dos fenômenos particulares da injeção WAG, ausentes ou negligenciáveis nas injeções contínuas de água ou gás.

Diversos trabalhos de modelagem e simulação de fluxo foram efetuados internamente, buscando a melhor representação do processo e a incorporação das caracterizações supracitadas. Aspectos como modelagem da miscibilidade, heterogeneidades, digitações viscosas (*fingering*), graus de refinamento de malha, mudança de escala (*upscaling*), entre outros, foram analisados. Esses estudos, além de gerarem previsões de produção mais acuradas, auxiliaram na elaboração de diferentes cenários para otimização do método.

A aplicação da injeção WAG no Pré-sal foi iniciada com um teste piloto na área do módulo, denominado “Piloto de Tupi”, visando quantificar o desempenho em reservatório e também avaliar os aspectos operacionais, tais como aqueles associados ao momento da troca dos fluidos injetados. A Figura 5.2 ilustra a área do Piloto de Tupi, com os poços produtores e injetores. A planta de processo do FPSO Angra dos Reis (FCAR) separa a maior parte do CO<sub>2</sub> do gás produzido, reinjeta uma corrente rica em gás carbônico e exporta para terra, através de gasoduto, o gás natural especificado para a venda. O poço 9-RJS-665 era o injetor dedicado para descarte de gás, segundo a concepção original. Dois poços foram equipados como injetores WAG (9-RJS-687D e 8-LL-9-RJS). O outro injetor de água (8-LL-35D) foi perfurado e interligado posteriormente para complementar a malha de drenagem.

Os quatro anos de operação do Piloto WAG foram plenamente suficientes para validar a técnica, adquirir valiosas informações e estabelecer as bases para a expansão em outros módulos da área de Tupi e demais campos do Pré-sal. As operações de trocas de fluidos foram consideradas bem sucedidas. Não foram identificados problemas operacionais, eventos relacionados à formação de hidratos, perdas de injetividade ou outras dificuldades relevantes.

Os principais marcos do Piloto WAG, foram:

início da injeção de água no poço 9-RJS-687D - OUT/12;

início da injeção de água no poço 8-LL-9-RJS - MAI/13;

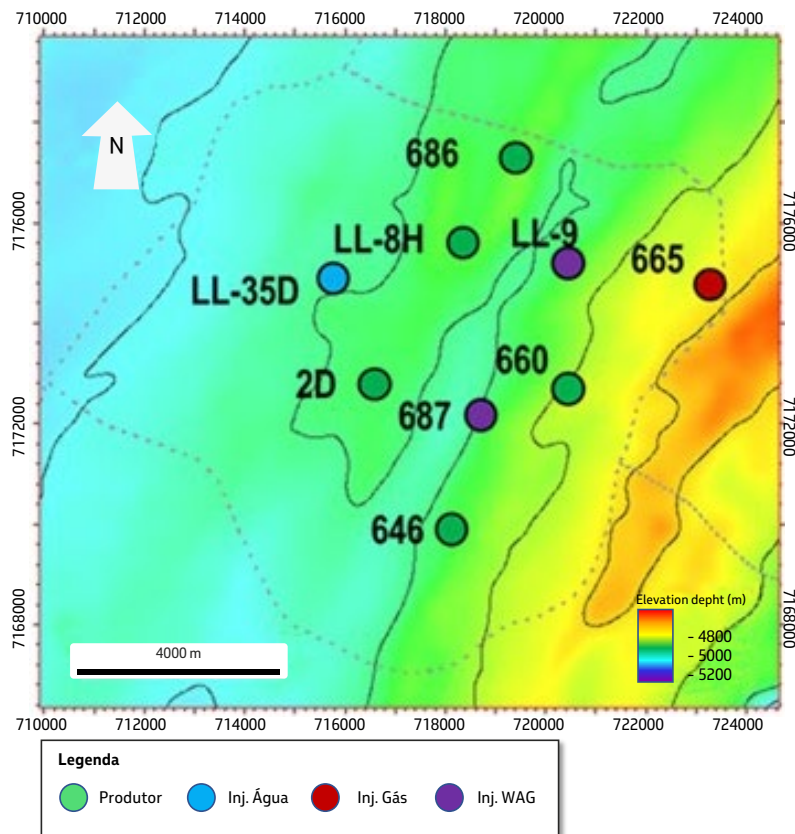


Figura 5.2 Mapa da área do piloto WAG no módulo piloto de Tupi.

troca para injeção de gás no poço 9-RJS-687D - JUN/13;

troca para injeção de gás no poço 8-LL-9-RJS - JUL/15;

troca para injeção de água no poço 9-RJS-687D - JUL/15.

Em relação aos impactos nos produtores, foram observados efeitos positivos das injeções cíclicas de água e gás sobre a RGO, corte de água (*water cut*) e estabilização da produção de óleo.

À medida que o Piloto WAG fornecia resultados animadores, a técnica foi sendo expandida para os demais módulos de Tupi, incluindo

a área de Iracema, e para o campo de Sapihoá. Com o avanço da produção do Pré-sal ao longo dos últimos anos, foi possível diminuir ainda mais as incertezas em relação à aplicação do método em escala de campo, por conta da realização de dezenas de ciclagens de fluidos nos poços injetores, pelo acompanhamento do comportamento da injetividade nestes poços e pela observação da resposta dos poços produtores. Até 31/07/2020, setenta e três trocas de fluidos haviam sido realizadas em vinte poços.

A periodicidade entre trocas depende ainda de vários fatores. A partir de indicações geradas pelos modelos de simulação, obteve-se um valor de referência que foi ajustado, caso

a caso, levando-se em conta aspectos como disponibilidade de gás para injeção, necessidade de se injetar mais gás por conta de alguma limitação na capacidade de exportação, situação dos poços produtores vizinhos (RGO, RAO, etc.), questões operacionais, disponibilidade de linhas submarinas de injeção de gás, etc.

Novamente, não ocorreram eventos inesperados relacionados à injetividade tanto de água quanto de gás, deposição de asfaltenos ou formação de hidratos que impactassem a continuidade das ciclagens, nos períodos propostos. Os resultados obtidos propiciaram maior segurança de que as cotas de injeção projetadas seriam cumpridas e confiança adicional na expansão do método para novas áreas.

Um monitoramento contínuo é feito em todos os poços injetores WAG e produtores circunvizinhos, para análise e interpretação de

performance, inferência de ganhos obtidos com o controle da produção dos fluidos e otimização do cronograma de ciclos. Dentre os parâmetros monitorados, destacam-se a concentração de traçadores químicos presentes na água e no gás produzidos; a taxa de declínio de produção de óleo, quando sob ciclos de injeção de água ou gás; a irrupção dos fluidos injetados e o subsequente comportamento de corte de água (*Wcut*) ou razão gás-óleo (RGO) ao longo dos ciclos.

Existem alguns ótimos exemplos da contribuição do WAG para um gerenciamento mais efetivo do reservatório. Um dos mais significativos está reproduzido na Figura 5.3. Trata-se do efeito dos ciclos realizados no poço 8-LL-40, Área de Iracema, no produtor 7-LL-73D. Observa-se que o comportamento da evolução da RGO acompanha exatamente (com uma defasagem de tempo) as trocas realizadas no poço injetor.

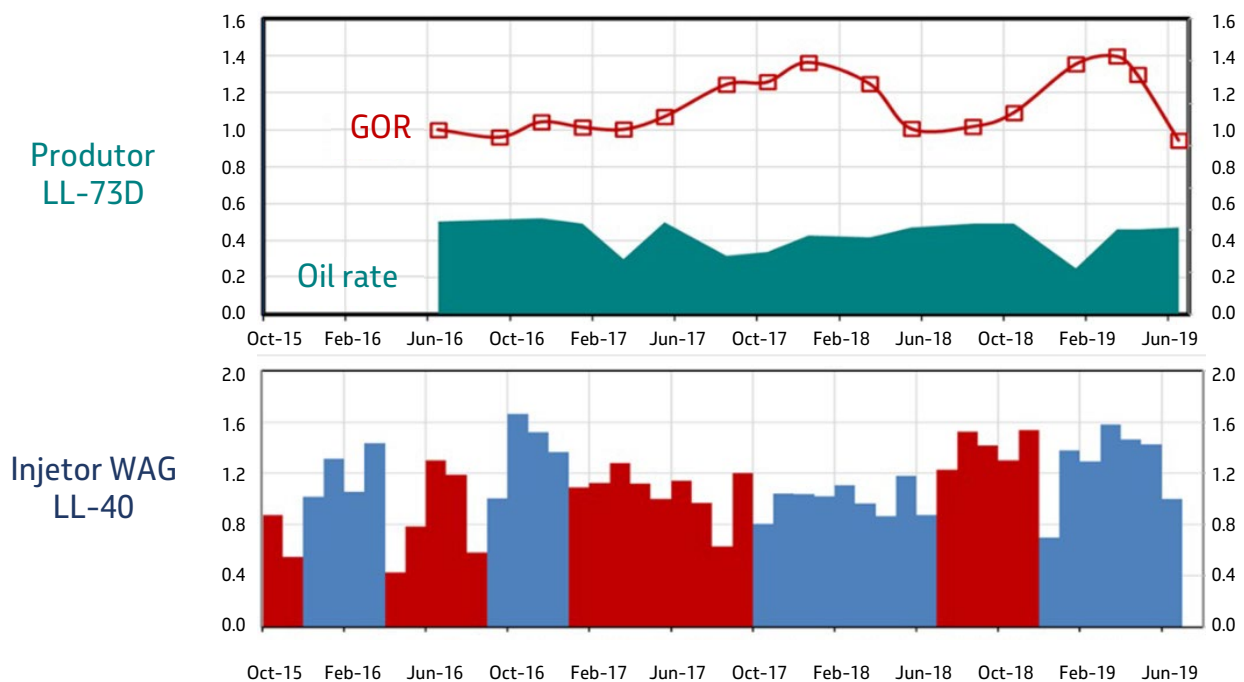


Figura 5.3 Efeito dos ciclos WAG na RGO do poço 7-LL-73D. No gráfico inferior, os ciclos de gás e água são representados, respectivamente, pelas cores vermelha e azul.

O projeto conceitual para avaliação e implantação da tecnologia WAG no Pré-sal seguiu etapas consistentes, de forma a consolidar o conhecimento teórico, experimental e prático obtidos, visando conferir segurança e robustez aos passos seguintes. Face à avaliação positiva, os novos projetos dos campos em fase de desenvolvimento passaram a considerar a utilização do método desde o início da injeção. Um bom exemplo é o de Mero, que considera reinjeção de todo o gás produzido fazendo uso dessa técnica (Moczydlower *et al.*, 2019), até pelo fato de o gás associado ter elevado teor de CO<sub>2</sub>. Adicionalmente, as diversas equipes de projeto continuamente elaboram estudos para aprimorá-la e identificar novas oportunidades de implantação.

Em resumo, a utilização dos métodos de recuperação por injeção de gás/CO<sub>2</sub>, injeção de água e o acoplamento dos dois métodos, via injeção WAG, se configura em uma solução tecnológica elegante e eficiente que irá impactar positivamente o gerenciamento e o desempenho da recuperação dos reservatórios do Pré-sal (Pizarro *et al.*, 2017).

Entre outras tecnologias, as aplicações WAG contribuíram para que a Petrobras fosse agraciada com as seguintes premiações:

- » OTC-2020, pelo primeiro *manifold* de injeção simultânea de água e gás pronto para operar, no campo de Búzios (Petrobras, 2020, 4º Prêmio OTC).
- » OTC-2015, pelo primeiro uso do método WAG em águas ultraprofundas, no piloto de Tupi (Petrobras, 2015, 3º Prêmio OTC);
- » OTC-Brasil 2019, pelo primeiro teste de Longa duração (TLD) que reinjetou o gás produzido, no campo de Mero (Petrobras, 2019, Prêmio OTC Brazil);

## 6. INTERAÇÃO ROCHA-FLUIDO

Ao longo do tempo geológico, estabelece-se um equilíbrio químico e físico-químico dos fluidos presentes no reservatório (água, óleo e gás) com a rocha que constitui a jazida. Com a produção de petróleo e a injeção de água e/ou CO<sub>2</sub>, esse equilíbrio é desfeito, levando aos fenômenos de interação rocha-fluido (IRF) – hoje uma “disciplina” que estuda as possíveis interações entre a rocha-reservatório e os fluidos injetados.

Antes da descoberta do Pré-sal, a Petrobras produzia petróleo predominantemente em arenitos nos quais a água produzida nos poços é uma mistura mais simples, e facilmente calculável, entre a água de formação e a água injetada, com proporções que variam ao longo tempo. Pode-se dizer que os arenitos são praticamente “inertes” frente à injeção de fluidos. Nos carbonatos, o cenário é mais desafiador. A água injetada pode, mais facilmente, reagir quimicamente com a rocha, causando alterações na composição da água produzida e em propriedades da rocha, como porosidade e permeabilidade. Essas reações são potencializadas pela presença de CO<sub>2</sub>. A modelagem desses sistemas é complexa e requer a utilização de *softwares* especializados. A esse tipo de simulação dá-se o nome de “simulação do transporte reativo em meio poroso”.

## 6.1 Interação rocha-fluido no Pré-sal

A disciplina “interação rocha-fluido” é ainda pouco explorada mundialmente nas simulações em escala de reservatório. Quando os primeiros estudos com o reservatório do Pré-sal se iniciaram na Petrobras, em 2010, havia pouca informação na literatura, em particular de estudos nas condições de pressão, temperatura e teores de  $\text{CO}_2$  similares aos do Pré-sal. Havia uma lacuna experimental e de simulação numérica, o que inviabilizava a previsão da composição dos fluidos produzidos. A determinação da composição e do pH da água produzida é essencial para um projeto de produção. A estratégia de previsão e de prevenção de incrustações salinas se baseia no conhecimento antecipado dos fluidos a serem produzidos em cada poço e na mistura no *topside* (equipamentos da plataforma). O pH, por sua vez, é essencial na definição da metalurgia de poços produtores. No Pré-sal, essa avaliação é ainda mais crítica pela presença de contaminantes como o  $\text{H}_2\text{S}$  e, principalmente, o  $\text{CO}_2$ . Em virtude das reações químicas, no caso específico de carbonatos, a composição da água produzida só pode ser corretamente prevista por meio de simulações de transporte reativo.

Para viabilizar os estudos, foram desenvolvidos protocolos de ensaios laboratoriais que reproduzissem o cenário do Pré-sal. Esses ensaios, realizados nas dependências do Centro de Pesquisas Leopoldo Américo Miguez de Mello (CENPES, da Petrobras), permitiram identificar as principais reações químicas e medir seus parâmetros cinéticos e termodinâmicos. Um laboratório foi projetado para atender a essa demanda, com reatores em material especial

para lidar com fluidos salinos, altas pressões e teores de  $\text{CO}_2$ . Amostras de rochas pulverizadas foram colocadas em contato com água do mar ou água do mar dessulfatada e  $\text{CO}_2$ . As modificações na composição do fluido foram acompanhadas por amostragens periódicas. Todos os minerais de interesse foram analisados individualmente para obtenção dos parâmetros associados às reações.

A principal reação esperada em um carbonato submetido à injeção de água do mar dessulfatada é a dissolução da calcita (carbonato de cálcio –  $\text{CaCO}_3$ ). Embora ocorra na presença de água, essa reação é intensificada em meios com  $\text{CO}_2$ . Outro carbonato comum no Pré-sal e que pode ser dissolvido durante a injeção de água é a dolomita –  $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$  (carbonato misto de cálcio e magnésio). Na presença de calcita, a dissolução da dolomita é uma reação secundária. Essas reações de dissolução vão aumentar as concentrações de cálcio, magnésio e bicarbonato na água (quando comparadas aos valores estimados em um caso não reativo). Outros minerais que podem estar presentes em menores proporções, mas ainda sujeitos a reações de dissolução, são: anidrita (sulfato de cálcio –  $\text{CaSO}_4$ ), celestita (sulfato de estrôncio –  $\text{SrSO}_4$ ) e estroncionita (carbonato de estrôncio –  $\text{SrCO}_3$ ). Em um sistema real, todas essas reações podem ocorrer concomitantemente, o que torna o problema bastante complexo do ponto vista da modelagem. A Figura 6.1.1 mostra as imagens de microtomografia durante teste de injeção de HCl (ácido clorídrico) em afloramento de calcita. Nela é possível visualizar claramente a formação de canais pela dissolução da rocha.

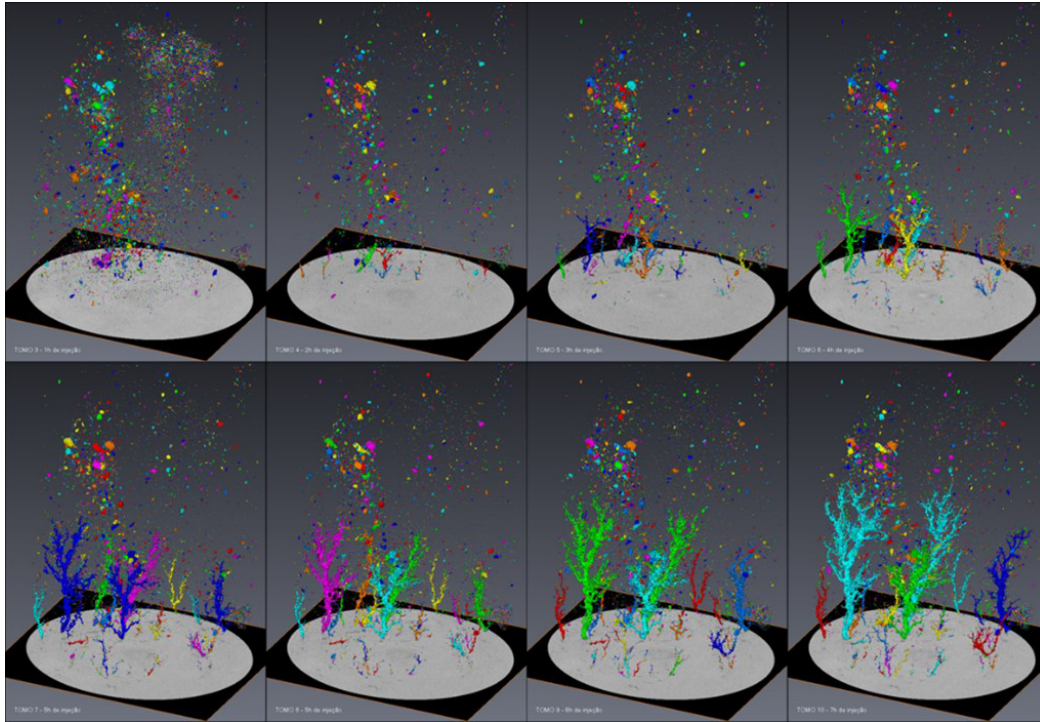


Figura 6.1.1 Formação de canais em ensaio de injeção de água + HCl em amostra de rocha carbonática (imagem do laboratório de tomografia do CENPES).

A inclusão de reações químicas em um modelo de fluxo recebe o nome de transporte reativo em meio poroso. Pela definição, trata-se da modelagem do transporte, através do meio poroso, de várias espécies químicas que reagem entre si em uma mesma fase (reações homogêneas) e com espécies químicas de outras fases (reações heterogêneas). Portanto, é a combinação de reações químicas e processos hidrodinâmicos.

Para as simulações numéricas em escala de reservatórios, a Petrobras buscou o que havia de mais avançado na época. Embora estudos de reatividade com foco em produção de petróleo fossem raros, havia alguns simuladores voltados para armazenamento geológico de CO<sub>2</sub>. Dentre os softwares disponíveis, destacava-se uma ferramenta do Instituto Francês de Petróleo e Energias Renováveis (IFPEN). Enxergando o potencial desse simulador, a Petrobras estabeleceu uma parceria com o

IFPEN para desenvolvimento do COORES™, um *software* de transporte reativo capaz de reproduzir os fenômenos esperados nos reservatórios carbonáticos. O diferencial do COORES™ é a possibilidade de acoplamento ao *software* geoquímico ARXIM™, desenvolvido pelo IFPEN em parceria com a universidade de Saint Étienne e descrito em Maurand *et al.* (2009). Esse acoplamento permite prever as reações químicas entre o reservatório e os fluidos injetados, bem como a composição da água produzida e as alterações nas propriedades permo-porosas do reservatório, na escala de reservatório. O banco de dados utilizado é calibrado de acordo com os resultados experimentais, refletindo as condições do Pré-sal e aportando confiabilidade às previsões. Essa integração entre laboratório e simulação em escala de reservatórios foi essencial para o sucesso das modelagens de transporte reativo, disponibilizando para a Petrobras

ferramentas computacionais inéditas até então, com enorme leque de aplicações práticas.

## 6.2 Impactos da interação rocha-fluido (IRF)

Em um inédito teste realizado em um poço do campo de Tupi em 2012, foi comprovada a existência da interação rocha-fluido em campo (ou seja, fora do laboratório), obtendo-se pela primeira vez os parâmetros dessas interações em escala de poço. Desde então, muitos estudos já foram concluídos e atualmente as avaliações de IRF fazem parte do protocolo para avaliação do potencial de incrustações salinas no Pré-sal. Dentre os benefícios dos estudos de IRF no Pré-sal, destacam-se: (1) subsídios para a decisão de troca de metalurgia nobre por metalurgia mais simplificada em parte dos poços produtores e (2) determinação das condições operacionais adequadas, visando ao aumento da eficiência de injeção de água pelo *by pass* parcial ou total das Unidade de Remoção de Sulfato (URS) existentes nos FPSOs.

Na ausência de reatividade, o pH da água produzida no Pré-sal poderia chegar a valores próximos a três, pela presença de CO<sub>2</sub> em

solução. Caso fosse confirmado, esse pH implicaria na utilização de um material extremamente caro, e sem fabricação nacional, para a construção de poços, conforme apontado por Beltrão *et al.* (2009). Com os estudos de IRF, foi possível mostrar que, em virtude das reações químicas, o pH seria suficientemente elevado (bem acima de três) para viabilizar a utilização de materiais menos nobres e mais baratos, como visto em Joia (2013).

No caso do *by pass* da URS, por meio de ensaios de laboratório e simulações de interação rocha-fluido, foi possível mostrar que algumas reações no reservatório podem consumir parte do sulfato injetado presente na água do mar (Figura 6.2.1), fazendo com que a concentração que chega de fato à água produzida seja menor do que a esperada. Assim, os riscos de precipitação de sais insolúveis na coluna de produção são reduzidos, conforme mostrado em Gomes *et al.* (2012). Essa constatação ajudou a viabilizar a aprovação do *by pass* parcial ou integral das URS em várias unidades, sendo um caso bem-sucedido de *by pass* integral desde 2015.



Figura 6.2.1 Cristais de anidrita (pontos brancos) precipitados em plugue de carbonato após ensaio de reator com água do mar e CO<sub>2</sub>, 130°C e 4.000 psi.

## 7. CONTROLE DE INCRUSTAÇÕES SALINAS

O termo incrustação tem sido definido, de modo geral, como formação de depósito inorgânico aderido (Cowan & Weintritt, 1976) a uma superfície. Na indústria do petróleo, está relacionado à precipitação de sais a partir da água produzida junto com o petróleo, devido à supersaturação e formação de depósitos minerais, geralmente cristalinos. Portanto, pode ocasionar severas perdas de produção de óleo e gás com impacto econômico. Águas de formação com alta salinidade e concentração iônica, associadas aos reservatórios do Pré-sal, em teoria, podem formar incrustações na rocha-reservatório; nos intervalos abertos para a produção; nas colunas de produção, incluindo equipamentos como *Inflow Completion Valves* (ICV) na completação inteligente (C.I.); nas árvores de natal molhadas (ANMs); nas linhas de escoamento; nos equipamentos submarinos e na planta de processamento nos navios-plataforma (FPSO). Em função do potencial de incrustação, antecipam-se estratégias de controle integradas com soluções tecnológicas desenvolvidas para a prevenção e mitigação de incrustações, refletindo positivamente no fator de recuperação (Rosario *et al.*, 2001, Bezerra *et al.*, 2004, Gomes *et al.*, 2012, Bezerra *et al.*, 2013).

As incrustações salinas mais comuns no Pré-sal são de carbonatos de cálcio ( $\text{CaCO}_3$ ) – calcita, aragonita e/ou vaterita. Elas são formadas durante a produção por dois motivos. O primeiro é alto teor de cálcio e bicarbonato nas águas de formação. O segundo é o deslocamento de  $\text{CO}_2$  da fase aquosa para a fase

hidrocarboneto, causada pela diminuição da pressão e eventual aumento de temperatura na planta de processo. A diminuição de pressão pode estar relacionada ao *drawdown* (diferença de pressão) próximo ao poço produtor, ou à queda de pressão no reservatório como um todo. Altas temperaturas podem ser necessárias nas plantas de processamento dos FPSO's, para manter o petróleo na especificação requerida. Produtos químicos que tornam o pH mais alcalino também potencializam a precipitação de carbonato de cálcio, como, por exemplo, alguns produtos sequestrantes de  $\text{H}_2\text{S}$  e biocidas.

As incrustações de sulfatos de bário (barita:  $\text{BaSO}_4$ ), cálcio (anidrita  $\text{CaSO}_4$ ) e de estrôncio (celestita:  $\text{SrSO}_4$ ) podem ocorrer secundariamente no Pré-sal, sendo minimizadas com o uso de unidades de remoção de sulfato (URS) da água do mar injetada no reservatório. Contudo, caso a rocha carbonática apresente sulfatos minerais solúveis na sua composição, como a anidrita, a água injetada poderá incorporar sulfato da rocha, disponibilizando sulfatos que poderão precipitar. Incrustações mistas de carbonatos e naftenatos (precipitação de ácidos naftênicos em presença de cálcio e sódio) são pouco comuns, embora já tenham ocorrido na Bacia de Campos, no cenário de mistura de petróleos produzidos de reservatórios do Pós-sal e do Pré-sal (Bezerra, *et al.*, 2013, Nichols *et al.*, 2014).

O gerenciamento e o controle das incrustações requerem integração entre equipes de reservatórios, engenharia de poços, processamento, submarina e garantia de escoamento, de forma a prever as precipitações

em todos os pontos do sistema de produção, reproduzindo as condições operacionais. Para que isso ocorra, são necessários estudos de potencial e estratégias de prevenção e de remediação (Bezerra *et al.*, 2013; Venâncio *et al.*, 2017; Almeida *et al.*, 2020). Com esse objetivo, utilizam-se modelos computacionais com base termodinâmica e dados experimentais (Kaasa, 1998; Scale SoftPitzer, 2015).

A prevenção das incrustações salinas no Pré-sal se baseia em múltiplas tecnologias e estratégias, como: o uso de URS, dosagem de produtos químicos inibidores de incrustação de fundo de poço (*downhole, subsea*), injeção contínua de inibidor de incrustação na planta de processamento (*topside*), tratamentos químicos com inibidores injetados no reservatório (ou seja, *squeeze* de inibidores de incrustação). Os tratamentos de *squeeze* são preferencialmente realizados de forma remota, sem sonda, e somente com uso de barcos de companhias de serviço em poços. São injetados produtos que são quimicamente retidos nos poros das rochas-reservatório e posteriormente liberados durante a produção dos fluidos. O tempo de vida destes tratamentos é dimensionado com base em experimentos laboratoriais e depois simulados para a escala de poço. Em casos de falhas nos sistemas de dosagem contínua *downhole*, o *squeeze* torna-se a principal alternativa para proteger o sistema de produção. Também integra a estratégia de controle de incrustações a vigilância de poço com sensores de pressão e temperatura (PDG, TPT). Adicionalmente, a composição química da água produzida é monitorada para

que os dados sejam integrados a um sistema digital de vigilância, possibilitando um diagnóstico ágil e a implementação de ações preventivas e corretivas.

## 7.1. Casos históricos e lições aprendidas

### 7.1.1. Teste de longa duração (TLD) na Bacia de Campos

O marco zero do início da produção na camada Pré-sal foi o TLD (teste de longa duração) nas rochas carbonáticas do Andar Alagoas do Campo de Jubarte, na Bacia de Campos, iniciado em agosto de 2008. Através da iniciativa exploratória Projeto Varredura, buscou-se encontrar acumulações no Pré-sal próximo de infraestruturas já instaladas para produzir no Pós-sal, ganhando-se, assim, tempo para iniciar a produção. Nesse contexto, este TLD foi um laboratório para obtenção de propriedades do reservatório, além de operações visando controle de incrustações salinas, inicialmente na presença de  $H_2S$ , e, em seguida, com o primeiro *squeeze* de inibidor de incrustação feito no Pré-sal.

Foram dois eventos de incrustação de carbonato de cálcio com impacto na produção. O primeiro foi potencializado pelo aumento do pH, devido ao uso de um determinado sequestrante de  $H_2S$ , precipitando sólidos de composição aragonítica carregados até a planta de processo (Figura 7.1.1.1), reduzindo drasticamente a vazão. Após o diagnóstico, foi realizada a substituição imediata do sequestrante

de  $H_2S$ , controlando a ocorrência de incrustações. Tal evento constituiu-se em importante lição aprendida para operações futuras na Bacia de Santos, em áreas com presença de  $H_2S$ , como Búzios, por exemplo.

Retomada a produção, observou-se um declínio lento do índice de produtividade do poço. O monitoramento da pressão indicou possível

restrição por precipitação de carbonato de cálcio na interface reservatório-poço e no sistema de produção. Interpretação fundamentada com os resultados obtidos pelo simulador termodinâmico MultiScale (Kaasa, 1998) e dados de água da formação de fundo do poço (Tabela 7.1.1.1). Foram realizados dois tratamentos de *squeeze* de inibidor de incrustação, minimizando o declínio de produção.

Tabela 7.1.1.1 – Composição química da água de formação (Bezerra *et al.*, 2013)

Constituintes	mg/l
Na <sup>+</sup>	68812
K <sup>+</sup>	3955
Mg <sup>++</sup>	1184
Ca <sup>++</sup>	14485
Ba <sup>++</sup>	22
Sr <sup>++</sup>	1509
Fe total	22
Cl	171400
SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	340
Br	5
Acetato	15
pH (25 °C)	6,1
Alcalinidade (mg/L HCO <sub>3</sub> )	386
Salinidade (mg/L NaCl)	282822



Figura 7.1.1.1 Carbonato de cálcio (aragonita) precipitado durante a produção e carreado até a planta de processo.

### 7.1.2. Planta de processamento (FPSO) na Bacia de Santos

A ocorrência de incrustação, majoritariamente carbonato de cálcio, foi diagnosticada em planta de processamento de um FPSO da Bacia de Santos, no qual estavam interligados poços produtores dos reservatórios do Pré-sal do Campo de Tupi. Para manter a especificação do petróleo e garantir a eficiência da separação de água na planta de processo, foi necessário efetuar mudanças nas condições de operação dos permutadores de calor para temperatura acima de 135°C na parede dos tubos de troca térmica, potencializando a formação de incrustação carbonática. No diagnóstico realizou-se a caracterização química da incrustação coletada em diferentes pontos da planta de processamento, utilizando microscopia eletrônica de varredura (MEV/EDS) e difração, além de fluorescência de raios-X. O protocolo laboratorial foi fundamentado por Rosa *et al.* (2016) para avaliação da estabilidade térmica de inibidores de incrustação, em nível molecular. A amostragem do óleo foi realizada na linha de surgência dos poços produtores, interligados ao FPSO, visando a separação da água para posterior análise química. Foi efetuada a simulação em laboratório da mistura complexa de águas na planta de processamento e preparação de água produzida sintética, reproduzindo a mistura de águas em equilíbrio (antes da precipitação de carbonatos). A partir da água produzida sintética e dos produtos químicos em avaliação, foram feitos os seguintes testes: compatibilidade de fluidos com desemulsificantes, polieletrólito, inibidor de incrustação e água produzida,

estabilidade térmica e eficiência de inibição de incrustação em ensaios estático e dinâmico (PDC - Precipitação Dinâmica em Capilar). O desenvolvimento do protocolo de testes permitiu que um novo inibidor de incrustação fosse selecionado e sua formulação química fosse qualificada para uso especificamente na planta de processamento. Após testes para definição de dosagem mínima e eficiência para altas temperaturas, o inibidor de incrustação foi dosado, possibilitando a prevenção da incrustação e a operação da planta mesmo para temperatura máxima de 135°C. A solução para o problema de incrustação nos permutadores de calor do trem de produção do FPSO foi implantada, mostrando o alto grau de relevância e impacto econômico. Dessa forma, a incrustação foi controlada, permitindo a flexibilidade no processamento e garantindo a especificação do petróleo.

## 8. SISTEMAS SUBMARINOS

O ambiente em que se encontram as descobertas do Pré-sal, em especial as da Bacia de Santos, apresenta alguns desafios para os sistemas submarinos, além de dificuldades de transporte e logística. Os maiores desafios identificados foram:

- » condições meteoceanográficas mais severas na região do Polo Pré-sal da Bacia de Santos, quando comparadas às condições da Bacia de Campos;

- » produzir óleo e gás em um local muito distante da costa e sem infraestrutura de produção pré-instalada: 300 km distante da costa, com lâmina d'água 2.200 m de profundidade (mais de 5 vezes a altura do Pão de Açúcar);
- » tecnologia capaz de suportar as altas pressões dos reservatórios e os contaminantes presentes nos fluidos produzidos.

Superando o desafio com planejamento e persistência, o trabalho da Petrobras e empresas parceiras no Pré-sal se tornou referência na indústria e levou a Companhia a conquistar mais dois prêmios OTC em Houston. Em 2015, pelo conjunto de tecnologias desenvolvidas para a produção da camada Pré-sal e, em 2020, pelo conjunto de tecnologias aplicadas nos sistemas de produção do campo de Búzios. Além do prêmio OTC Brasil 2019, pelo conjunto de inovações desenvolvidas no Teste de Longa Duração (TLD) de Libra (atualmente, Campo de Mero).

Foram desenvolvidas e utilizadas diversas tecnologias inéditas nos sistemas submarinos em cenário de águas ultraprofundas, inicialmente aplicadas nos Campos de Tupi e Sapinhoá, e que resultaram no Prêmio OTC 2015 (Petrobras, 2015, 3º Prêmio OTC), contribuindo para estabelecer novos padrões em sistemas submarinos e sistemas de ancoragem das plataformas para toda a indústria de óleo e gás. Algumas destas tecnologias, conforme Paulo (2013), Fraga *et al.* (2014), Campello e Morikawa (2014), Paulo *et al.* (2015), Caldeira

*et al.* (2017), Petrobras (2021), são apresentadas nos itens de 8.1 a 8.9 a seguir.

### 8.1. Primeira boia de sustentação de risers (BSR)

*Risers* são dutos que conduzem o petróleo ou o gás do fundo do mar até a plataforma flutuante. Quando é instalado em suspensão na água, submetido à força da gravidade e fixado apenas pelas suas extremidades, uma no poço e outra na plataforma, o *riser* assume a forma aproximada de uma curva catenária.

Os movimentos da plataforma causados pela ação das ondas e correntes marítimas fazem com que o duto se mexa, gerando fadiga no material metálico e reduzindo o tempo durante o qual eles podem operar. Por isso, a Petrobras criou uma solução pioneira na indústria: uma boia, instalada a cerca de 250 metros de profundidade, que sustenta o peso dos *risers*, apelidada carinhosamente na Petrobras de “boião” (Figura 8.1.1). Com esta configuração, os movimentos da plataforma flutuante não são transferidos integralmente aos *risers* rígidos, diminuindo o dano por causa da fadiga e garantindo sua vida útil mesmo em condições meteoceanográficas severas.

Cada BSR (boia de sustentação de *risers*) ocupa uma área correspondente a meio campo de futebol e pesa cerca de 2.700 toneladas. Duas boias foram instaladas no projeto piloto do campo de Sapinhoá e outras duas no campo de Tupi NE.



Figura 8.1.1 Boia de Sustentação de Risers – BSR (Acervo Petrobras).

## 8.2. Primeiro riser rígido desacoplado em catenária livre (*steel catenary riser - SCR*)

O primeiro riser rígido desacoplado em catenária livre (*steel catenary riser - SCR*) é composto por tubos com *liner*, instalados pelo método *reel lay* (carretel). Os risers rígidos apoiados diretamente na Boia de Sustentação de Risers (BSR) foram os primeiros risers do tipo SCR que empregaram tubos de aço carbono revestidos internamente com *liner* metálico (revestimento para proteção interna de tubos de aço resistente à corrosão). Procedimentos especiais e testes de qualificação permitiram a utilização desses tubos em condições dinâmicas e viabilizaram sua instalação pelo método *reel lay*. Neste método,

o lançamento das linhas utiliza navios equipados com carretéis, tendo como vantagem, se comparado aos métodos convencionais, a maior velocidade de instalação de dutos no fundo do mar. Aproximadamente 100 km destes tubos com *liner* metálico foram instalados nos projetos Piloto de Sapinhoá e Tupi NE.

## 8.3. Tecnologias *Steel Lazy Wave Risers (SLWR)* e riser híbrido autosustentável (*RHAS*)

Instalação do mais profundo riser rígido em configuração *lazy wave* (SLWR) e riser rígido

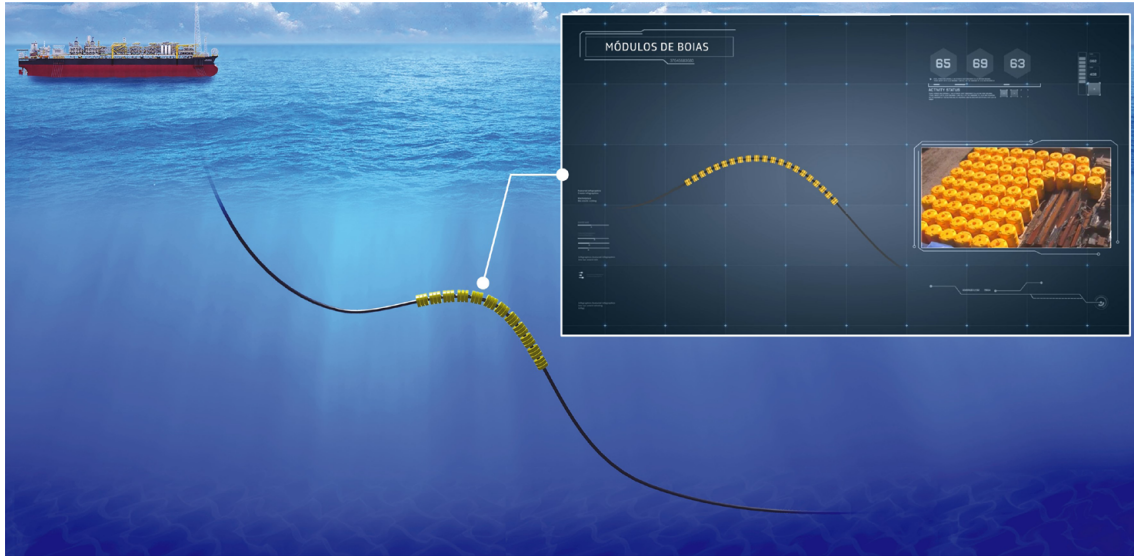


Figura 8.3.1 Steel Lazy Wave Riser – SLWR (Acervo Petrobras).

híbrido autosustentável (RHAS) com maior tanque de flutuação. Os *Steel Lazy Wave Risers* (SLWR) são *risers* de aço instalados com um conjunto de flutuadores (boias), em uma configuração em corcova, ligados diretamente à unidade flutuante de produção (Figura 8.3.1). O primeiro sistema deste tipo no mundo, projetado e construído para suportar os movimentos do navio-plataforma no ambiente adverso do Pré-sal, foi instalado em uma profundidade de água de 2.140 m, conectado ao FPSO Cidade de Ilhabela (projeto de Sapihoá Norte).

Para escoar o gás produzido pelos FPSO Cidade de Ilhabela e Cidade de Mangaratiba, foi

necessário utilizar outra inovação tecnológica que suportasse as severas condições de mar e as grandes profundidades, o *riser* híbrido auto sustentável (RHAS). Cada RHAS é composto por um duto rígido vertical sustentado por um tanque de flutuação e conectado ao FPSO por um duto flexível chamado de *jumper* (Figura 8.3.2). O tanque de flutuação instalado em profundidade de 100m tem capacidade para suportar 900 toneladas. Este sistema submarino funciona de forma desacoplada do FPSO, permitindo reduzir os impactos gerados pela movimentação da plataforma sobre os dutos, além de proporcionar independência entre as atividades de instalação dos dutos rígidos e do FPSO.

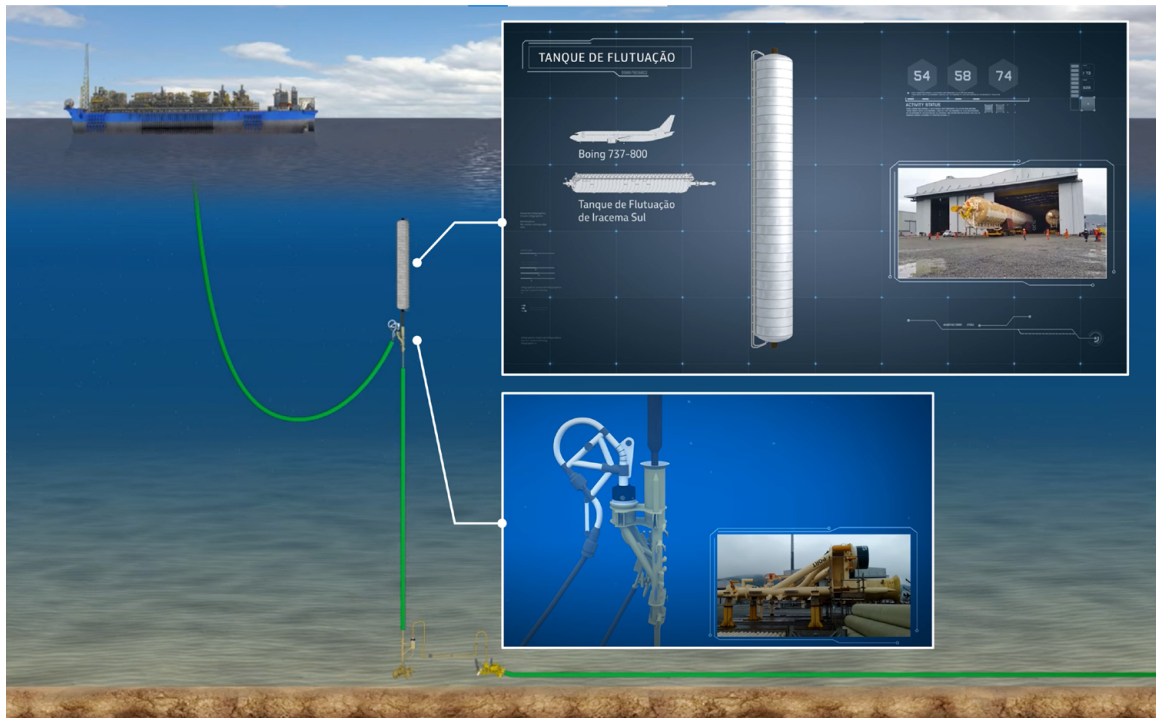


Figura 8.3.2 Riser Híbrido Auto Sustentável – RHAS (Acervo Petrobras).

#### 8.4. Mais profundo riser flexível (lâmina d'água de 2.200 m)

O riser flexível é composto por tubo multicamada (camadas em material metálico e outras em material polimérico), que transporta o petróleo no fundo do mar até à plataforma de

produção (Figura 8.4.1). Para uso nos projetos do Pré-sal, esta tecnologia passou por um desenvolvimento específico para atender ao serviço corrosivo e às pressões induzidas pelas águas ultraprofundas. O riser flexível em maior profundidade (2.220 m) foi instalado no Campo de Tupi, no projeto Iracema Sul.

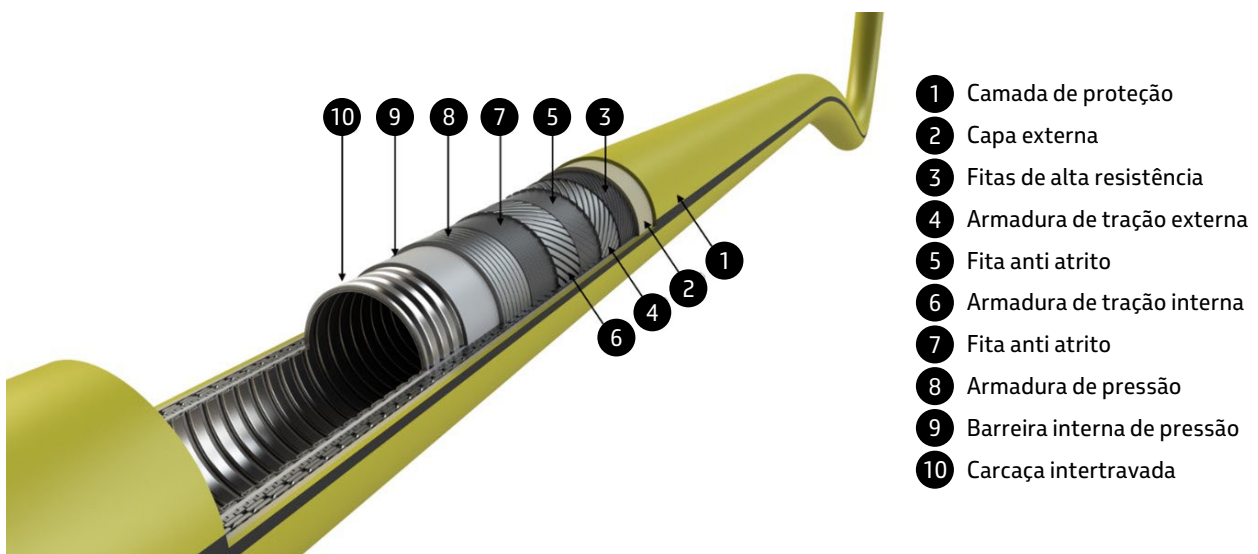


Figura 8.4.1 Camadas de um duto flexível.

### 8.5. Primeira aplicação de risers flexíveis com monitoramento integrado

Primeira aplicação de risers flexíveis com sistema integrado de monitoramento dos arames de tração. Os arames da armadura de tração formam a camada do riser flexível responsável por resistir aos esforços de tração, tais como o peso próprio. Um sistema baseado em duas

novas tecnologias proprietárias da Petrobras - conector olho mágico (terminação customizada que permite acesso à armadura) e MODA (fibras coladas diretamente nos arames das armaduras) - permite identificar danos estruturais no riser, emitindo sinal de alerta, para que ações de manutenção sejam planejadas e executadas de forma precoce (Figura 8.5.1).

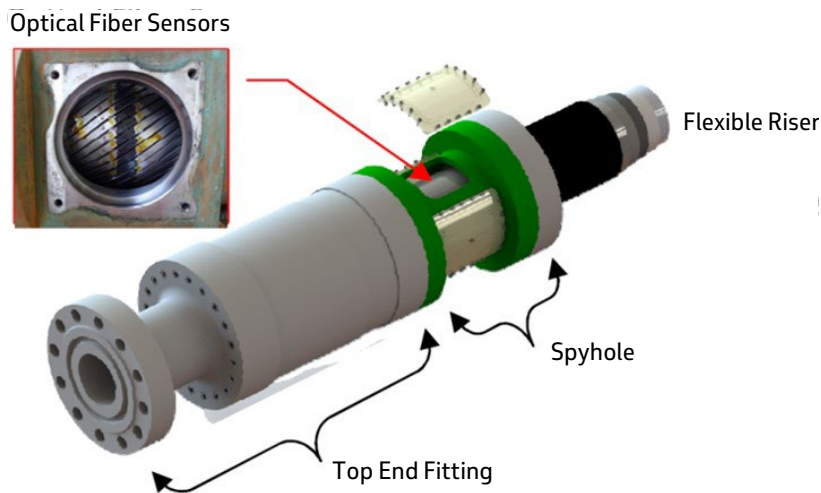


Figura 8.5.1 Terminação de riser flexível com sistema integrado de monitoramento dos arames de tração.

### 8.6. Maior turret do mundo

O turret consiste em um equipamento de ancoragem utilizado em algumas embarcações do tipo FPSO. Por ele passam as diversas tubulações que conectam os poços à plataforma. Ao concentrá-las em um único ponto de entrada, o FPSO pode girar no próprio eixo para manter o alinhamento ao vento e à correnteza, sem, por exemplo, emaranhar os cabos e tubulações a ela conectados (Figura 8.6.1). Para o projeto do teste de longa duração (TLD) de Libra, foi desenvolvido o turret com maior capacidade de suportar carga

vertical do mundo, 700 toneladas por linha submarina. Outro marco foi o primeiro pré-lançamento de linhas flexíveis (dutos) com flutuadores em águas ultraprofundas. Para se ter ideia da grandiosidade desse método, cada curva das linhas tem uma altura de 600m, ou o equivalente a quase dois Empire State Building subaquáticos. Esse método permitiu a instalação da estrutura de equipamentos submarinos, antes mesmo da chegada do navio-plataforma Pioneiro de Libra. Resultado: a produção do poço foi antecipada em 43 dias em comparação com os prazos convencionais.



Figura 8.6.1 Navio Plataforma (FPSO) tipo *turret* (Petrobras, Banco de Imagens).

### 8.7. Sistema otimizado de 20 linhas de ancoragem

Comenta-se o primeiro sistema otimizado de 20 linhas de ancoragem com estacas torpedo para FPSOs em águas ultraprofundas e nova abordagem de configuração do sistema de *risers* submarinos. Esta tecnologia consistiu na redução do raio de ancoragem e da quantidade de linhas de ancoragem de 24 para 20. Ao proporcionar uma maior folga entre as linhas de ancoragem, obteve-se um maior espaço para as conexões dos *risers*, o que permitiu otimizar o projeto das configurações (em *lazy wave*) do sistema de *risers* submarinos, encurtando em 60km o comprimento total das linhas submarinas e reduzindo em 40% a quantidade de módulos de flutuação (boias). Além disso, foram utilizadas as maiores estacas torpedos já empregadas pela indústria.

### 8.8. Primeira linha flexível produtora de oito polegadas em águas ultraprofundas com sistema de anular controlado

Os elevados teores de  $\text{CO}_2$  e  $\text{H}_2\text{S}$  exigiram o desenvolvimento de soluções pioneiras, como a primeira linha flexível de produção de oito polegadas equipada com Sistema de Anular Controlado, conhecido como CAS (*Controlled Annulus System*), para águas ultraprofundas. O diâmetro maior destes dutos permitiu um aumento de 40% na vazão, em comparação com os projetos usuais com linhas de seis polegadas. Essa melhoria resultou em vazões máximas de 65 mil barris de óleo por dia, um recorde para os poços *offshore*. Essas altas vazões permitiram, por exemplo, alcançar a capacidade máxima de produção de algumas plataformas de Búzios com apenas três poços. Esse inovador sistema de anular controlado

dos dutos flexíveis também permite o maior controle da integridade e a redução dos custos operacionais com menos inspeções e intervenções submarinas. Importante esclarecer que essas vazões tão elevadas por poço foram obtidas com auxílio de novas tecnologias, mas não unicamente por este motivo. As características excepcionais de reservatório também contribuíram.

### 8.9. Primeiro *manifold* de injeção simultânea de água e gás

Este equipamento submarino foi projetado e desenvolvido para injetar simultaneamente água e gás e fazer a seleção do fluido para cada um dos poços interligados, evitando a instalação de quase 100km de linhas submarinas.

## 9. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O desenvolvimento tecnológico para produção em águas profundas na Bacia de Campos seguiu a gradual dinâmica das descobertas da época (final dos anos 70, década de 80 e 90), com grau crescente de afastamento da costa, desde as águas rasas até as ultraprofundas. Da descoberta de Garoupa, em 1974, até a descoberta de Roncador, em 1996, por exemplo, foram 22 anos. No Pré-sal, em especial na Bacia de Santos, muitas descobertas foram feitas em um tempo curto de sete anos, entre 2006 e 2013, tais como Tupi (Campo de Tupi), Carioca (Campo de Lapa), área de Iara (Campos de Berbigão, Sururu, Atapu), Guará (Campo de Sapinhoá), Franco (Campo de Búzios), Libra

(Campo de Mero), Nordeste de Tupi (Campo de Sépia) e Florim (Campo de Itapu). Esse tempo reduzido entre grandes descobertas exigiu um esforço concentrado para fornecer as soluções tecnológicas e implantar os projetos de desenvolvimento da produção do Pré-sal. No entanto, sem dúvida, a trajetória anterior de aprendizado com a produção em águas profundas e ultraprofundas na Bacia de Campos contribuiu para o sucesso no Pré-sal.

Entre os principais marcos atingidos para a produção no Pré-sal podemos elencar alguns:

- » **agosto de 2008:** Marco Zero do início da produção na camada Pré-sal, na Bacia de Campos, poço ESS-103A, Parque das Baileias, Espírito Santo. Interligado à P-34, que já produzia em arenitos turbidíticos do Campo de Jubarte, o poço ESS-103A foi aberto para a produção no Pré-sal com vazão de óleo de 17.600 bpd. O aprendizado tecnológico em avaliação de formações em Tupi foi decisivo para que a empresa retornasse para reavaliar esta área, que já havia sido perfurada anteriormente, mas sua importância não fora plenamente percebida em um primeiro momento;
- » **maio de 2009:** Marco Zero da produção da camada Pré-sal na Bacia de Santos, o início do teste de longa duração (TLD) no Piloto de Tupi, no poço 3-RJS-646, interligado ao FPSO BW Cidade de São Vicente;
- » **outubro de 2010:** 1º Óleo produzido para o FPSO Cidade de Angra dos Reis em Tupi. O Piloto de Produção de Tupi, considerado

oficialmente iniciado a partir de janeiro de 2011, viria a ser um grande laboratório de aplicação de campo de várias tecnologias e métodos de recuperação no Pré-sal;

- » **setembro de 2011:** Gasoduto ROTA 1 pronto para iniciar o escoamento do gás do Piloto de Tupi. Com o início da operação do FPSO Cidade de Angra dos Reis, o CO<sub>2</sub> produzido junto com o gás passaria a ser separado no convés do FPSO e reinjetado no reservatório, enviando-se o gás purificado e com baixo CO<sub>2</sub> para o gasoduto. Minimizavam-se as emissões e disponibilizava-se CO<sub>2</sub> para injeção no reservatório, visando testar os ganhos de recuperação do método de injeção alternada de água e gás rico em CO<sub>2</sub> (WAG);
- » **junho de 2014:** atingida a produção de 500 mil barris de óleo por dia em 24 de junho na camada Pré-sal, apenas seis anos após iniciada a produção e com apenas 25 poços completados, com produção média diária por poço de 20.000 barris (bpd/poço). Anteriormente, a Petrobras havia atingido a marca de 500 mil após 31 anos de produção em terra e águas rasas (1953-1984), com 4.108 poços produtores e produção média diária por poço de 120 barris (bpd/poço);
- » **maio de 2015:** a Petrobras foi agraciada com o 3º Prêmio OTC (*Offshore Technology Conference*), pelos resultados atingidos no Pré-sal, de acordo com o texto original da premiação: *“Recognizing Petrobras’ pre-salt development for their successful implementation of ultra-deepwater solutions and setting new water depth records.*

*Petrobras increased their efforts in technology development to exploit this hard-to-access resource, in waters up to 2,200 m (7,200 ft). By the end of 2014, Petrobras was producing more than 700,000 bpd of oil in the pre-salt layer of the Campos and Santos basins. The oil and gas production in this challenging environment demanded the development of different riser systems, which were successfully applied and are now available for the industry. Additionally, Petrobras achieved a significant reduction in the drilling and completion time for wells”.* Foram destacadas dez tecnologias usadas de forma pioneira: 1 - primeira boia de sustentação de risers (BSR); 2 - primeiro riser rígido desacoplado e em catenária livre, chamado de *steel catenary riser* (SCR); 3 - mais profundo *steel lazy wave riser* (SLWR); 4 - mais profundo riser flexível, a 2.220m; 5 - primeira aplicação de risers flexíveis com monitoramento integrado; 6 - recorde de profundidade para perfuração de um poço submarino com a técnica de PMCD (*pressurized mud-cap drilling*); 7 - primeiro uso intensivo de completação inteligente em água ultra-profunda; 8 - primeira separação de CO<sub>2</sub> associada à reinjeção; 9 - mais profundo poço submarino de injeção de gás com CO<sub>2</sub>; e 10 - primeiro uso do método de injeção WAG em água ultraprofunda.

- » **maio de 2016:** foi atingida a produção de um milhão de barris de óleo por dia na camada Pré-sal das Bacias de Santos e Campos no dia 16 de maio. Oito anos após iniciada a produção no Parque das Baleias e apenas dez anos depois da primeira

descoberta comercial no Pré-sal da Bacia de Santos, Tupi, em 2006. Essa produção foi atingida com apenas 52 poços completados e vazão média por poço de 19.230 barris de óleo diários por poço (bpd/poço);

- » **fevereiro de 2017:** foi atingida a produção diária de óleo de 1,5 milhão de barris no dia 8 de fevereiro, na camada Pré-sal das Bacias de Santos e Campos;
- » **outubro de 2019:** a Petrobras foi agraciada com premiação na OTC Brazil em reconhecimento às inovações introduzidas no teste de longa duração de Libra, no atual Campo de Mero. Foram destacadas algumas tecnologias inovadoras: 1 – solução inovadora ambiental e de reservatórios no 1º teste de longa duração *offshore*, constituído de dois poços, um produtor e outro injetor, no qual todo o gás produzido – incluindo o CO<sub>2</sub> – foi reinjetado no reservatório; 2 – poço com recorde mundial de vazão de produção em águas profundas da indústria até aquela data, 58 mil barris diários (ultrapassado posteriormente em Búzios); 3 – a ampliação dos diâmetros dos dutos de 6” para 8”, o que contribuiu para bater o citado recorde de vazão de produção; 4 – método inédito de montagem da estrutura antes da chegada do navio-plataforma, com ganho de tempo; e 5 – maior *turret* da indústria mundial;
- » **maio de 2020:** a Petrobras foi agraciada com sua 4ª premiação na OTC em *Houston*, em reconhecimento às implantações de projetos e inovações introduzidas no Campo de Búzios. Em razão das restrições

decorrentes da pandemia de COVID-19, a cerimônia da premiação não aconteceu em 2020, tendo sido postergada a cerimônia de entrega deste prêmio para 15 de agosto de 2021. Na candidatura da Petrobras para o prêmio, foram destacados o início das operações de quatro FPSOs em um período de apenas onze meses, com capacidade para 600 mil barris diários no total, bem como algumas tecnologias pioneiras: 1 – primeiro sistema otimizado de 20 linhas de ancoragem com estacas torpedo para FPSOs em águas ultraprofundas; 2 – sistema computacional que otimizou e reduziu em 60 km o comprimento das linhas submarinas de escoamento; 3 – linha flexível de 8” com sistema de anular controlado, o que permitiu ampliar em 40% a vazão dos poços, permitindo obter vazões de produção superiores a 60 mil barris diários equivalentes; 4 – primeiro *manifold* de injeção simultânea de água e gás pronto para operar; 5 – primeiro uso intensivo de completação inteligente em cenário de perda total de fluidos; e 6 – maior aquisição sísmica com sensores de fundo marinho do tipo OBN (*Ocean Bottom Nodes*) em águas ultraprofundas;

- » **agosto de 2020:** a produção de petróleo e gás da camada Pré-sal superou os 2,7 milhões de barris diários de óleo equivalente, mais de 70% da produção nacional. Em dezembro de 2020, já estavam em operação 19 sistemas de produção no Pré-sal da bacia de Santos, explotando exclusivamente esta camada, em águas ultraprofundas. Adicionalmente, havia oito sistemas de produção na Bacia de Campos, vários

destes produzindo simultaneamente petróleo da camada do Pré-sal e do Pós-sal;

- » **janeiro de 2021:** conforme o Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural da Agência Nacional de Petróleo Gás Natural e Biocombustíveis (ANP,2020), a produção do Pré-sal, oriunda de 119 poços, foi de 2,074 milhões de barris diários de petróleo e 88,3 milhões de metros cúbicos diários de gás natural, totalizando 2,629 milhões de barris diários de óleo equivalente. A produção do Pré-sal correspondeu a 70,5 % do total produzido no Brasil. Tupi, na Bacia de Santos, foi o que mais produziu petróleo – média de 920 mil barris diários – e também o que mais produziu gás natural - média de 42,6 milhões de metros cúbicos diários, com 56 poços produtores;
- » **abril de 2022:** segundo consulta ao Painel Dinâmico de Produção da ANP, realizada em 1º de junho de 2022 (GeoANP, 2022), a produção de petróleo no Pré-sal da Bacia de Santos em abril de 2022 totalizava 2.216.528,41 boe/d, ou 2.218.301,50 bbl/d de óleo. Nesta data, a produção do Pré-sal da Bacia de Campos totalizava 95.468,28 boe/d, ou 79.881,33 bbl/d. Somados os volumes nas Bacias de Santos e Campos, a produção total no Pré-sal era de 2.311.996,69 boe/d (75% da produção nacional), ou 2.298.182,83 bbl/d (74% da produção nacional).

Tanto o amplo reconhecimento internacional pelo desenvolvimento tecnológico como os

resultados de produção atestam o enorme esforço para implantação dos projetos de desenvolvimento da produção e a entrega das soluções tecnológicas. Da mesma forma, novas inovações poderão também se tornar realidade. Um exemplo é a tecnologia HiSEP®, que poderá viabilizar a produção comercial em áreas com alta razão gás-óleo e alto teor de CO<sub>2</sub>.

## AGRADECIMENTOS

Os autores deste capítulo agradecem à Petrobras, pelo amplo suporte às atividades de desenvolvimento tecnológico com foco no Pré-sal desde a sua descoberta, bem como a todos os técnicos e gestores envolvidos com as atividades de planejamento, priorização e acompanhamento do Sistema Tecnológico aplicado ao Pré-sal. Um agradecimento especial aos profissionais que atuaram nos projetos dos Programas Tecnológicos PROSAL e PRO-CO2. Os autores agradecem ainda à Academia e às empresas de base tecnológica que contribuíram para que fossem encontradas soluções para os problemas identificados.

## REFERÊNCIAS

ALMEIDA, A. S.; LIMA, S. T. C.; ROCHA, P. S. M. V.; ANDRADE, A. M. T.; BRANCO, C. C. M.; PINTO, A. C. C. CCGS opportunities in the Santos Basin Pre-salt. development. *In*: SPE International Conference on Health, Safety and

- Environment in Oil and Gas Exploration and Production, 2010, Rio de Janeiro. SPE-126566.
- ALMEIDA, A. S.; ROCHA, P. S. M. V.; LIMA, S. T. C.; PINTO, A. C. C.; BRANCO, C. C. M.; SALOMÃO, M. C. A Study on the potential for CCGS in the Pre-salt cluster of Santos Basin: The Tupi pilot application. *In: Rio Oil & Gas Expo and Conference, 2010, Rio de Janeiro. IBP-3503-10.*
- ALMEIDA, G. S. C.; FREITAS, T. C.; ROSÁRIO, F. F. do; CAJAÍBA, J. Enhancing the permeability of a carbonate rock core by dissolution / precipitation treatment with organophosphorous additives evaluated by SEM/EDS and ICP-OES. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 193, 2020. 107341.
- ANDRADE, A. M. T.; VAZ, C. E. M.; RIBEIRO, J. M.; LOPREATTO, L. G. R.; NASCIMENTO, R. F. S. Offshore production units for Pre-salt Projects. *In: Offshore Technology Conference, 2015, Houston. OTC-25691.*
- ANJOS, S. M. C.; PASSARELLI, F. M.; WAMBERSIE, O. E.; LEWI, K.; ROVINA, P. S.; COELHO, O.; MARTINS, M.; RIBEIRO, O. J. S., FERNANDES, R. A. R.; BORGES, F. A. Libra: applied technology adding value to a giant ultra deep water Pre-salt field – Santos Basin, Brazil. *In: Offshore Technology Conference Brazil, 2019, Rio de Janeiro. OTC-29685-MS.*
- AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Superintendência de Desenvolvimento e Produção. **Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural** – Circulação Externa. [Rio de Janeiro: ANP, 2021]. jan., n. 125.
- ARANHA, P. E.; COLOMBO, D.; FERNANDES, A. A.; VANNI, G. S.; TOMITA, R. A.; LIMA, C. B. C.; LIMA, G. B.; WASSERMAN, J. C. F. A. Strategic Evaluation of Managed Pressure Drilling: An Application on Brazilian Dynamic-Positioning Rigs. **SPE Drill & Compl**, v. 34, n. 3, p. 216–222, 2019. SPE-185281-PA.
- ASSAYAG, M. I.; CASTRO, G.; MINAMI, K.; ASSAYAG, S. Campos Basin: A real scale lab for deepwater technology development. *In: Offshore Technology Conference, 1997, Houston. OTC-8492.*
- BELTRÃO, R. L. C.; SOMBRA, C. L.; LAGE, A. C. V. M.; FAGUNDES NETO, J. R.; HENRIQUES, C. D. Challenges and new technologies for the development of the Pre-salt cluster, Santos Basin, Brazil. *In: Offshore Technology Conference, 2009, Houston. OTC-19886.*
- BEZERRA, M. C. M.; ROSARIO, F. F.; ROCHA, A. A.; SOMBRA, C. L. Assessment of scaling tendency of Campos Basin fields based on the characterization of formation Waters. *In: SPE International Symposium on Oilfield Scale, 2004, Aberdeen. SPE 87452.*
- BEZERRA, M. C. M.; ROSARIO, F. F.; ROSA, K. R. S. A. Scale management in deep and ultra-deep water fields. *In: Offshore Technology Conference, 2013, Houston. Doi:10.4043/24508-MS.*

- CALDEIRA, R. O.; GASPARETTO, V.; OAZEN, E. V.; SENRA, S. F.; AGUIAR, L. L.; VALENÇA, C. J.; LIMA, D. L.; LOUREIRO JR., W. C.; LEMOS, C. A. D. Optimizations in the Pre-salt risers systems. *In: Offshore Technology Conference Brasil, 2017, Rio de Janeiro. OTC-28101-MS.*
- CAMPELLO, G. C.; MORIKAWA, S. R. K. **Scuttle for the monitoring and inspection of a flexible riser.** Depositante: PETROBRAS. Patent US 2014/0246201 A1. Depósito: 5 jul. 2014.
- CARPENTER, C. Intelligent completion installations instrumental in brazilian Presalt development. **Journal of Petroleum Technology**, 30 Apr. 2020. Disponível em: [//https\\_jpt.spe.org/?url=https%3A%2F%2Fjpt.spe.org%2Fintelligent-completion-installations-instrumental-brazilian-presalt-development](https://jpt.spe.org/?url=https%3A%2F%2Fjpt.spe.org%2Fintelligent-completion-installations-instrumental-brazilian-presalt-development). Acesso em: 30 maio 2020.
- CAUDLE, B. H.; DYES, A. B. Improving miscible displacement by gas-water injection. *In: Annual Fall Meeting of SPE, 32, 1957, Dallas. Paper SPE-911-G.*
- CARVAJAL, G.; MARKO, M.; CULLICK, K. S **Intelligent digital oil and gas fields** – Concepts, Collaboration, and Right-time Decisions. 1. ed. [Cambridge]; Gulf Professional Publishing, 2017.
- COSTA, A. M.; POIATE JUNIOR, E. Rocha salina na indústria do petróleo: aspectos relacionados à reologia e à perfuração de rochas salinas. *In: MORIAK, W.; SZATMARI, P.; ANJOS, S. M. C. Anjos. (org.). Sal: geologia e tectônica: exemplos nas bacias brasileiras. 1. ed. São Paulo: Beca, 2008. p. 361-383.*
- FALCÃO, J. L. Perfuração de formações salíferas. *In: MORIAK, W.; SZATMARI, P.; ANJOS, S. M. C. Anjos. (org.). Sal: geologia e tectônica: exemplos nas bacias brasileiras. 1. ed. São Paulo: Beca, 2008. p. 384-402.*
- FERNANDES, A. A.; GOZZI, D. S.; NOGUEIRA, E. F.; SOUZA TERRA, F. de; VANNI, G. S.; SCHETTINI FILHO, R. MPD/MCD offshore application on a dynamic positioning rig. *In: SPE/IADC Managed Pressure Drilling and Underbalanced Operations Conference & Exhibition, Dubai, UAE, April 2015. SPE-173825-MS.*
- FORMIGLI FILHO, J. M.; PINTO, A. C. C.; ALMEIDA, A. S. Santos Basin's Pre-salt reservoirs development - the way ahead". *In: Offshore Technology Conference, 2009, Houston. OTC-19953.*
- FRANQUET, J.; VERMA, N. K.; AZEEMIDDIN, M.; AL-SHAMALI, A.; AL-MORAKHI, R.; REJI, E. C. Openhole Stability Analysis of Horizontal Wellbores Under Production Scenarios in Jurassic Carbonate Reservoirs of West Kuwait. *In: SPE Middle East Oil & Gas Show and Conf. Int. Exhib. Centre, 15., 11-14 March 2007. Bahrain. SPE paper 105332.*
- FRAGA, C. T. C.; LARA, A. Q.; PINTO, A. C. C.; BRANCO, C. C. M. Challenges and solutions to develop Brazilian Pre-salt deepwater fields. *In: World Petroleum Conference, 2014, Moscow. WPC-2084.*

- GeoANP – Painel Dinâmico de Produção da ANP. Disponível em: <http://geo.anp.gov.br/mapview>. Acesso em: 01 jun. 2022.
- GOMES, R.; MACKAY, E. J.; DEUCHER, R. H.; BEZERRA, M. C. B., ROSARIO, F. F.; JORDAN, M. M. Impact of reservoir reactions on thermodynamic scale prediction. *In: SPE International Conference in Oilfield Scale, 2012, Aberdeen. SPE 155255-MS.*
- HANNEGAN, D. M. Managed pressure drilling in marine environments. *In: SPE IADC Drilling Conference, 2005, Amsterdam. SPE 92600-MS.*
- HERIOT-WATT UNIVERSITY. Department of Petroleum Engineering. Squeeze VII, User's Manual. Edinburg: Heriot Watt University, 2012.
- HEYDRICH, M.; HAMMAMI, A.; CHOUDHARY, S.; MOCKEL, M.; RATULOWSKI, J. Impact of a Novel Coating on Inorganic Scale Deposit Growth and Adhesion. *In: Offshore Technology Conference, 2019, Houston. OTC-29218-MS.*
- JACINTO, C. C.; NARDI, L.; SILVA, M. F. da; MARQUES, M.; ESTEVES, P.; MACIEL, P.; VASQUES, R. R. World's first: annular barrier installed in a subsea, deepwater well without the use of cement. *In: Offshore Technology Conference Brasil, 2015, Rio de Janeiro. OTC-26122-MS.*
- JOIA, C. J. B. M. Materials developments for the Pre-salt projects. *In: SPE ATCE Annual Technical Conference and Exhibition, 2013, New Orleans.*
- KAASA, B. MultiScale: User Manual. Norway: Petrotech, 1998.
- MACKENZIE, R.; HALVORSEN, G. R.; VEDEL, H. Subsea All Electric – A Game Changing Technology Going Forward. *In: Offshore Technology Conference, 2020, Houston. OTC-30515-MS.*
- MARQUES, L. C. C.; PAIXÃO, L. C. A.; BARBOSA, V. P.; MARTINS, M. O.; CALDERON, A.; PEDROSO, C. A., FERNANDES, L. H. C.; MELO, J. A.; CHAGAS, C. M.; DENADAI, N. J. The 200th Horizontal Openhole Gravel-Packing Operation in Campos Basin: A Milestone in the History of Petrobras Completion Practices in Ultradeep Waters. *In: European Formation Damage Conference held in Scheveningen, The Netherlands, 30 May – 1 June, 2007. SPE 106364.*
- MARTINS, A. L.; CASTRO, B. B.; SCHLUTER, H. E. P.; FERREIRA, M. V. D.; ACHY, A. R. A.; PEPE, I. M. Offshore Field Experience with Non Chemical Oilfield Scale Prevention / Remediation Strategies in Brazil. *In: Offshore Technology Conference, 2020, Houston. OTC-30552-MS.*
- MAURAND, N.; MAYOURA, S.; PARRA, T.; ARAUJO, C. H. V.; FURTADO, C. J. A. Coupling compositional flow, thermal effects and geochemistry reactions when injecting CO<sub>2</sub> in a carbonated oil field. **Energy Procedia**, [Amsterdam], v. 51, p. 316–325, 2014.
- MOCZYDLOWER, B.; SALOMÃO, M. C.; BRANCO, C. C. M.; ROMEU, R. K.; HOMEM, T. R.; FREITAS, L. C. S.; LIMA, H. A. T. S. Development of the Brazilian Pre-salt Fields – when to pay for information and when to pay for flexibility. *In: SPE Latin American and Caribbean Petroleum*

- Engineering Conference, 2012, Mexico City. SPE-152860.
- MOCZYDLOWER, B.; FIGUEIREDO JUNIOR, F. P.; PIZARRO, J. O. S. Libra extended well test – an innovative approach to de-risk a complex field development. *In: Offshore Technology Conference, 2019, Houston. OTC-29653-MS.*
- MORAIS, J. M. **PETROBRAS: uma história das explorações em águas profundas e no Pré-sal.** [Rio de Janeiro]: Campus Elsevier, 2014.
- NAKANO, C. M. F.; PINTO, A. C. C.; MARCUSSO, J. L.; MINAMI, K. Pre-Salt Santos Basin - extended well test and production pilot in the Tupi Area – the planning phase. *In: Offshore Technology Conference, 2009, Houston. OTC-19886.*
- NASCIMENTO, J. D.; DENICOL, P. S. Complex reservoir evaluation in the Pre-salt carbonates of Santos Basin - The wildcat of Tupi - a case History. *In: AAPG International Conference and Exhibition, 2009, Rio de Janeiro. AAPG 90100.*
- NOGUEIRA, E. F. A Evolução da Tecnologia MPD Desde 2005. Apresentação realizada na seção “Terças Técnicas” da SPE Seção Brasil, 23 de fev. 2021, no Rio de Janeiro. Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=-BiMrJvDJV6o>. Acesso em: 30 jun. 2020.
- PASSARELLI, F. M.; MOURA, D. A. G.; BIDART, A. M. F.; SILVA, J. P.; VIEIRA, A. J. M.; FRUTUOSO, L. F. A. HISEP: a game changer to boost the oil production of high GOR and high CO2 content reservoirs. *In: Offshore Technology Conference, 2019, Houston. OTC-29762-MS.*
- PEREIRA, A. Z. I.; SILVA, M. G. F. da; PAIXÃO, L. C. A. da; OLIVEIRA, T. J. L. de; FERNANDES, P. D. Used approaches for carbonates acidizing offshore Brazil. *In: SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control, 2012, Lafayette. SPE doi:10.2118/151797-MS.*
- PETROBRAS. **PETROBRAS, Banco de Imagens Petrobras.**
- PETROBRAS. **PETROBRAS, Fatos e Dados.** Disponível em: <https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/ganhamos-premio-internacional-por-tecnologias-inovadoras-no-bloco-de-libra-no-pre-sal.htm>. Acesso em: 26 jan. 2021.
- PETROBRAS. **PETROBRAS, Nossa Energia.** Disponível em: <https://nossaenergia.petrobras.com.br/pt/energia/5-firsts-cinco-marcos-pioneiros-na-industria-de-oleo-e-gas>. Acesso em: 26 jan. 2021.
- PETROBRAS. **PETROBRAS, Projeto BSRs e SCRs de Sapinhoá e Lula-NE.** Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=3pGQ-vU9t1mw>. Acesso em: 14 fev. 2022.
- PETROBRAS. **PETROBRAS, Sistemas de Coleta e Exportação de Gás - SLWR e RHAS.** Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=1r-zalTmKh0>. Acesso em: 14 fev. 2022.
- PETROBRAS. **Prêmio OTC: Distinguished Achievement Awards for Companies,**

Organizations, and Institutions. For outstanding technical achievements related to the development of deepwater production systems, Offshore Technology Conference, 1., 1992, Houston.

PETROBRAS. **Prêmio OTC:** Distinguished Achievement Awards for Companies, Organizations, and Institutions. For outstanding advancements to deepwater technology and economics in the development of the Roncador Field; Offshore Technology Conference, 2., 2001, Houston.

PETROBRAS. **Prêmio OTC:** Distinguished Achievement Awards for Companies, Organizations, and Institutions. Recognizing Petrobras' pre-salt development for their successful implementation of ultra-deepwater solutions and setting new water depth records. Offshore Technology Conference, 3., 2015, Houston.

PETROBRAS. **Prêmio OTC Brazil:** "Award in recognition of its groundbreaking Extended Well Test EWT Libra Project, that pushed the concept of the dynamical appraisal to a new dimension). Offshore Technology Conference, 2019, Houston.

PETROBRAS. **Prêmio OTC:** Distinguished Achievement Awards for Companies, Organizations, and Institutions. Recognizing Petrobras' pre-salt development for their successful implementation of ultra-deepwater solutions and setting new water depth records. Offshore Technology Conference, 4. 2020, Houston. Evento não realizado em função da pandemia

de COVID-19, a cerimônia de entrega do prêmio ocorreu em 15 de agosto de 2021).

PETROBRAS. **Prêmio FIRJAN Ambiental 2020**, categoria Gases de Efeito Estufa e Eficiência Energética: Projeto Captura, Uso e Armazenamento de Carbono (CCUS) no Processo de Produção de Óleo e Gás no Polo Pré-sal. Disponível em: <https://www.firjan.com.br/noticias-1/premio-firjan-ambiental-2020-conheca-o-projeto-pioneiro-vencedor-da-categoria-gases-de-efeito-estufa-e-eficiencia-energetica-1.htm>. Acesso em: 31 mar. 2021.

PETROBRAS. **Tecnologias Pioneiras do Pré-sal.** Disponível em: <https://presal.hotspetrobras.com.br/tecnologias-pioneiras>. Acesso em: 26 jan. 2021.

PINHEIRO, R. S.; SANTOS, A. R.; MARQUES, M.; SCHNITZLER, E.; SIGNORINI, D.; TOMITA, R. A. Well construction challenges in the Pre-salt development projects. *In:* Offshore Technology Conference, 2015, Houston. SPE 25888-MS.

PINTO, A. C. C.; VAZ, C. E. M.; BRANCO, C. C. M.; RIBEIRO, J. An evaluation of large capacity processing units for ultra deep water and high GOR oil fields. *In:* Offshore Technology Conference, 2014, Houston. Paper OTC-25724.

PIZARRO, J. O. de S.; BRANCO, C. C. M. Challenges in implementing an EOR project in the Pre-salt province in the deep offshore Brazil. *In:* SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, 2012, Muscat. SPE 155665.

- PIZARRO, J. O. de S.; POLI, R. E. B.; ROSA, M. B.; SILVA, V. C.; BRANCO, C. C. M.; CUNHA, B. M.; DORIA, M. A. F. S.; ALLES, N.; BATELLO, D.; PINTO, A. C. C. Optimizing Production of Santos Basin Pre-Salt Fields through Sound Reservoir Management Practices. Paper OTC- 27993-MS. Offshore Technology Conference Brasil, Rio de Janeiro, Brazil, 24-26 October 2017.
- POIATE JUNIOR, E.; COSTA, A. M.; FALCAO, J. L. Well Design for Drilling Through Thick Evaporite Layers in Santos Basin – Brazil. Paper SPE 99161, presented at the 2006 IADC/SPE Drilling Conference, held in Miami, Florida, USA, 21-23 February.
- ROSA, K. R.; BEZERRA, M. C.; FONTES, R. A.; PONZIO, E. A.; ROCHA, A. A. Study of thermal stability of scale inhibitors and its impact on processing plants. *In*: SPE International Oilfield Scale Conference and Exhibition, 2016, Aberdeen. SPE 179907-MS.
- ROSARIO, F. F.; BEZERRA, M. C. Scale potential of a deep water field - water characterization and scaling assessment. *In*: International Symposium on Oilfield Scale, 2001, Aberdeen. SPE 68332-MS.
- SALAMY, P. S.; FINKBEINER, T. A poroelastic Analysis to address the impact of Depletion Rate on Wellbore Stability in Openhole Horizontal Completions. *In*: Abu Dhabi Int. Petroleum Exhib. & Conf., 10., 13-16 October 2002. SPE paper 78562.
- SALOMÃO, M. C.; MARÇON, D. R.; ROSA, M. B.; PESSOA, T. C. S.; PINTO, A. C. C. Broad strategy to face with complex reservoirs: expressive results of production in Pre-salt area, offshore Brazil. *In*: Offshore Technology Conference, 2015, Houston. OTC-25712.
- SANTIAGO, R.G.; SANTOS, B. F.; LIMA, I. G.; MOURA, K. O.; MELO, D. C.; GRAVA, W. M.; BASTOS NETO, M.; LUCENA, S. M. P.; AZEVEDO, D. C. S. Investigation of Premature Aging of Zeolites Used in the Drying of Gas Streams. **Chemical Engineering Communications**, v. 206, n. 11, p. 1367-1374, 2019.
- SCHNITZLER, E.; SILVA FILHO, D. A.; MARQUES, F. H.; DELBIM, F. H., VELLO, K. L.; GONÇALEZ, L. F.; FONSECA, T. C. Road to Success and Lessons Learned in Intelligent Completion Installations at the Santos Basin Pre-Salt Cluster. *In*: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2015, Houston. SPE-174725-MS.
- SCHNITZLER, E., GONÇALEZ, L. F.; ASCANEO, W. M.; GONÇALVES, F. F.; ALMEIDA, R. S.; MARQUES, M. First Openhole Intelligent Well Completion in Brazilian Pre-Salt. *In*: OTC Brasil, 2017, Rio de Janeiro. OTC-28102-MS.
- SCHNITZLER, E., GONÇALEZ, L. F.; ROMAN, R. S., SILVA FILHO, D. A. S. da, MARQUES, M.; ESQUASSANTE, R. C, DENADAI, N. J.; SILVA JUNIOR, M. F., GUTTERRES, F. B.; GOZZI, D. S. 100th Intelligent Completion Installation: A Milestone in Brazilian Pre-Salt Development. *In*: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2019, Calgary. SPE-195935-MS.

- SCHNITZLER, E.; GONÇALEZ, L. F.; ROMAN, R. S.; MARQUES, M.; GUTERRES, F. R.; SILVA JUNIOR., M. F.; CASTILHO, C. A. B. Buzios Pre-salt Wells: Delivering Intelligent Completion *In: Ultra-Deepwater Carbonate Reservoirs. In: Offshore Technology Conference, 2021, Houston. OTC-31116-MS.*
- SILVA JUNIOR, M. F.; JACINTO, C. C.; HER-NALSTEENS, C.; NOBREGA, M.; SOARES, D. M.; SCHNITZLER, E.; NARDI, L. B. Cableless Intelligent Well Completion Development Based on Reliability. *In: OTC Brasil, 2017, Rio de Janeiro. OTC-27983-MS.*
- SCOTT, B.; JOSEPH, C. J.; PENMAN, I. Innovative all-electric tubing retrievable downhole safety valve. *In: SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition, 2018, Brisbane. SPE 191913-MS.*
- SILVA, V. C.; SILVA, D. N.; AZEVEDO, C. T. Importância da divergência da estimulação ácida para maximizar a recuperação dos reservatórios: quantificação dos efeitos. *In: Rio Oil & Gas Expo and Conference, 2020, Rio de Janeiro. Trabalho 0000-0002-4973-1176.*
- SILVA JUNIOR, M. F.; MURADOV, K. M. Review, analysis and comparison of intelligent well monitoring systems. *In: SPE Intelligent Energy International, 2012, Utrecht. SPE 150195-MS.*
- SOMBRA, C. L. Research and development applied to the Pre-salt. special session SE14 - Pre-salt development - 1 billion bbl cumulative production: concepts, implementation and first results. *In: OTC Brazil, 2017, Rio de Janeiro.*
- TOUMA, S. L.; VAZ, J. C.; REGO, F. C. A.; BARROS, V. A.; NASCIMENTO, J. F.; AMARAL, M. C.; COSTA, E. C. M.; SOUZA, A. F. P. Innovative gas treatment solutions for offshore systems. *In: Offshore Technology Conference Brasil, 2019, Rio de Janeiro. OTC-29913-MS.*
- VENÂNCIO, F.; ROSÁRIO, F. F.; CAJAIBA, J. A low-cost system based on image analysis for monitoring the crystal growth process. **Sensors**, [Amsterdam], v. 17, p. 1248 - 1252, 2017.
- VIEIRA, R. A. M.; PIZARRO, J. O. de S.; OLIVEIRA, L. A.; OLIVEIRA, D. F. B.; PASSARELLI, F. M.; PEDRONI, L. G. Offshore EOR initiatives and applications in Brazil: an operator perspective. *In: Offshore Technology Conference, 2020, Houston. OTC-30780-MS.*
- VIEIRA, R. A. M.; LIMA, P. C. C; Jr, C. R. C.; LEITE, H. S. L. WAG laboratorial characterization. *In: Rio Oil & Gas Expo & Conference, 2016, Rio de Janeiro. IBP 1158-16.*
- VIEIRA, R. A. M.; CARDOSO, M. A.; PIZARRO, J. O. de S. An integrated WAG characterization study for an offshore oilfield. *In: Offshore Technology Conference Brasil, 2019, Rio de Janeiro. OTC-29766-MS.*
- VISSER J.; BASIC, T. Pilot application of remotely operated gas lift valves in Permian Basin unconventional wells. *In: SPE Artificial Lift Conference and Exhibition-Americas, 2020. SPE 201140.*

WARLICK, L. M.; ABASS, H. H.; KHAN, M. R.; PARDO TECHA, C. H.; TAHINI, A. M.; SHEHRI, D. A.; BADAIRY, H. H.; SHOBAILI, Y. M.; FINLBEINER, T.; PERUMALLA, S. Evaluation of Wellbore Stability during Drilling and Production of Open Hole Horizontal Wells in a Carbonate Field. *In: SPE Saudi Arabia Section Tech. Symp. & Exhib.*, 2009, Saudi Arabia. SPE paper 126157.

WILSON, A. All-Electric Subsea Well Bring Benefits vs. Traditional Hydraulic Technology. **JPT**, Dallas, v. 4, n. 70, p. 65-66, 2018.

XI WANG, P. C.; WANG, X.; XIN, J.; ZHU, A.; WANS, Y. Evolvement of Completion Methods in a High Pressure Fractured Carbonate Reservoir: A Case Study. *In: SPE Asia Pacific Oil & Gas Conf. & Exhib.*, 2006, Adelaide. SPE paper 100906.

ZIAUDDIN, M. E.; BIZE, E. The effect of pore scale heterogeneities on carbonate stimulation treatments. *In: SPE Middle East Oil & Gas Show and Conference*, 2007, Bahrain. SPE 104627-MS.

