

Concepções e tecnologias submarinas para projetos complementares e de revitalização no pré-sal

Subsea concepts and technologies for complementary and revitalization projects in the pre-salt

Sidnei Guerreiro da Silva 

Petrobras, Rio de Janeiro-Rio de Janeiro, Brasil.
E-mail: sguerreiro@petrobras.com.br

Jean Carlos Dias e Silva 

Petrobras, Rio de Janeiro-Rio de Janeiro, Brasil.
E-mail: jeandias@petrobras.com.br

Matheus Bezerra de

Alencar Barros 

Petrobras, Rio de Janeiro-Rio de Janeiro, Brasil.
E-mail: matheus.bezerra@petrobras.com.br

Hélvio Ferreira da Silva 

Petrobras, Rio de Janeiro-Rio de Janeiro, Brasil.
E-mail: helvio@petrobras.com.br

Gustavo Carvalheira

Mazzei 

Petrobras, Rio de Janeiro-Rio de Janeiro, Brasil.
E-mail: gustavo.mazzei@petrobras.com.br

Palavras-chave:

Pré-sal.
Tecnologia.
Revitalização.

Keywords:

Pre-salt.
Technology.
Revitalization.

Recebido:

13 de novembro de 2024

Aceito para publicação:

26 de novembro de 2024

Publicado:

20 de dezembro de 2024

<https://doi.org/10.70369/c30sy558>



RESUMO

Após todo esforço da Petrobras e da Indústria na implantação do Polo Pré-sal da Bacia de Santos, chegamos em um outro desafio: manter esta província petrolífera operando por mais tempo que o planejado inicialmente. Estão em curso, dentro da empresa, diversos estudos e estratégias para atingir esse objetivo, seja pela implantação de Projetos Complementares, ou pelas grandes revitalizações: em ambos os casos, diversas arquiteturas e tecnologias são vistas hoje como tendo grande potencial de aplicação, mostrando um cenário disruptivo em relação às arquiteturas convencionais: nesses novos cenários, surgem com atratividade arquiteturas e tecnologias tais como: compartilhamento de poços, por meio de trunklines, PLEMs (Pipeline End Manifolds), SKIDs e Manifolds Submarinos de Produção ou injeção; distribuição hidráulica e elétrica submarina; sistemas de bombeamento multifásico, separação água-óleo e de gás, captação e injeção de água dessulfatada, medição multifásica submarina; e arranjos com longos *tie-backs*. Este trabalho descreve os estudos em andamento para tornar estes projetos viáveis, por meio da aplicação dessas tecnologias.

ABSTRACT

After all the efforts made by Petrobras and the Industry in implementing the Santos Basin Pre-salt Hub, we arrived at another challenge: keeping this oil province operating for longer than initially planned. Several studies and strategies are underway within the company to achieve this objective, whether through the implementation of Complementary Projects, or through major Revitalizations: in both cases, different architectures and technologies are seen today as having great application potential, showing a disruptive scenario in relation to conventional architectures: in these new scenarios, architectures and technologies such as: sharing of wells, whether through trunklines, PLEMs (Pipeline End Manifolds), SKIDs and Subsea Production Manifolds or injection, emerge with attractiveness; underwater hydraulic and electrical distribution; multiphase pumping systems, water-oil and gas separation, capture and injection of desulfated water, underwater multiphase measurement; and arrangements with long tie-backs. This work describes ongoing studies to make these projects viable, through the application of these technologies.

1. INTRODUÇÃO

Este artigo aborda as arquiteturas submarinas e as tecnologias que são avaliadas como de grande potencial de aplicação para desenvolvimento de Projetos Complementares e de Revitalização no PPSBS (Polo Pré-sal da Bacia de Santos).

Após uma queda abrupta nos investimentos das empresas de E&P em 2020, com preço médio do Brent em USD42/bbl, os investimentos em novos projetos saltaram mais de 40% entre aquele ano e 2023, que deve agora atingir a marca de USD570 bilhões.

A implantação de Projetos Complementares e de Revitalização envolveram, em 2023, investimentos em torno de USD200 bilhões em todo o mundo, sendo liderado pelo Oriente Médio, África e Brasil, e a tendência é que se mantenha estável ao longo dos próximos anos, com a expectativa do preço do barril se mantendo estável entre USD80 e USD90. Assim, esses projetos irão contribuir para a estabilidade e a manutenção dos atuais níveis de produção (Shenga, 2023).

Após a descoberta do PPSBS, em 2006, 22 grandes sistemas de produção já foram colocados em operação, com mais de 300 ANMs (Árvores de Natal Molhadas) instaladas, 29 Manifolds de Injeção de água e gás, 4 RHAS (Risers Híbridos autossustentáveis), e milhares de quilômetros de dutos de coleta e exportação de gás, infraestrutura instalada em menos de 20 anos. Atualmente, considera-se que outros 8 grandes sistemas devem ser implantados até 2027, conforme Planejamento Estratégico da Petrobras.

Após todo este esforço da Indústria, chega-se a um outro desafio: manter essa província petrolífera operando por mais tempo que o planejado inicialmente. Estão em curso diversos estudos e estratégias para atingir esse objetivo, seja pela implantação de Projetos Complementares, ou por meio de grandes revitalizações: em ambos os casos, diversas arquiteturas e tecnologias são vistas hoje como tendo grande potencial de aplicação, mostrando um cenário disruptivo em relação às arquiteturas convencionais.

Descoberto em 2006 pelo poço 4-RJS-698, o campo de Tupi pode ser o primeiro a passar por um processo de revitalização. Atualmente, a jazida é o maior campo offshore da Petrobras, contando com 7 UEPs (Unidades Estacionárias de Produção) em operação, produzindo em torno de 770Mbpd e 33MMm³/d de gás, por meio de aproximadamente 53 poços produtores e 42 injetores. Além de Tupi, e pela análise das datas de implantação das unidades, Iracema também é tido como potencial campo onde podem ocorrer projetos de revitalização.

Atualmente, também têm sido realizados estudos e implantação de Projetos Complementares, novos poços estão sendo interligados às UEPs existentes, no intuito de manter seus níveis de produção e aumentar o fator de recuperação dos campos.

2. OBJETIVO

Avaliar as arquiteturas submarinas e tecnologias promissoras para aplicação em Projetos Complementares e de Revitalização no Polo Pré-sal da Bacia de Santos. Por meio da análise do desempenho dessas tecnologias, sua experiência em campo e suas necessidades de novas qualificações, busca-se explorar seu potencial para prolongar a vida útil dos campos, garantir a continuidade da produção e aumentar a geração de riqueza na região.

3. DESENVOLVIMENTO

Projetos de Revitalização e Complementares possuem desafios característicos, por exemplo:

- a) Economicidade do projeto: a maioria dos poços pode não ter uma boa produtividade ou estar distante da UEP;
- b) Convivência com outras unidades em operação: essas podem se tornar um obstáculo nas rotas dos dutos e exigir a necessidade de cruzamentos sobre dutos existentes, aumentando custo e dificultando os seus descomissionamentos futuros;
- c) Necessidade de obras a bordo das instalações existentes, para recebimento de novos poços e/ou equipamentos para Sistemas de Bombeamento e Processamento Submarinos;
- d) Planejamento conjunto com equipes de descomissionamento;
- e) Necessidade de reavaliação de vida útil de poços e equipamentos;
- f) Compatibilização de sistemas de controle de diferentes fornecedores e tecnologias;
- g) Necessidade de grande infraestrutura em projetos de revitalização: em função da dispersão da malha dos poços candidatos ao projeto e de buscar um escopo mínimo que viabilize a economicidade do projeto;
- h) Em geral, produção de elevada quantidade de água;
- i) Dificuldades de implantação do projeto em fases, se essas possuírem pequena extensão de dutos rígidos.

Esses projetos tendem a ser cada vez mais complexos, especialmente em termos de arranjos e equipamentos submarinos, por esse motivo, o desenvolvimento e aplicação de tecnologias submarinas podem ser a chave para tornar o campo atrativo e mantê-lo em operação, gerando receitas e benefícios para a sociedade.

Dentre as tecnologias que podem ser aplicadas e encontram-se em avaliação, destacam-se:

3.1. Sistema de separação água-óleo

O SSAO (Separador Submarino Água-Óleo) é um equipamento submarino destinado à separação entre os líquidos, que apresenta vantagem de não necessitar de espaço na planta de processamento de sistemas de superfície que se encontram topados no processamento de água, mas que possuem condições de receber óleo, ou seja, é um separador de água livre submarino.

Figura 1. Imagem do histórico do indicador de vazamentos de óleo e derivados



Fonte: Petrobras, acervo interno.

O equipamento separa parte da água do óleo e escoar para a plataforma apenas o gás e o óleo com água remanescente. A corrente de água sofre um certo nível de tratamento/processamento no próprio equipamento submarino, para então ser injetada no reservatório, o que diminui a necessidade de caros tratamentos de água na superfície. Apresenta ainda as vantagens de aumentar o fator de recuperação do campo, reduzir problemas com hidratos pela retirada de parte da água e diminuição dos custos de tratamento de água.

A Figura 1 apresenta uma foto do equipamento instalado no campo de Marlim, onde iniciou operação em 2013.

3.2. Sistema de separação gás-líquido

O SSGL (Separador Submarino Gás-Líquido) é um equipamento submarino destinado a separar o óleo produzido ainda no leito marinho, gerando uma corrente rica em líquido e uma corrente rica em gás, e destina ambas as correntes para as instalações de superfície. Esse equipamento permite que a corrente rica em líquido seja enviada para plataformas que estejam sem capacidade de processamento de gás, e que a corrente rica em gás seja enviada para plataformas que estejam sem capacidade de processamento de óleo, maximizando a produção de óleo em plataformas topadas no processamento de gás. Dessa forma, o equipamento promove a otimização do gerenciamento da produção com uma visão integrada do campo.

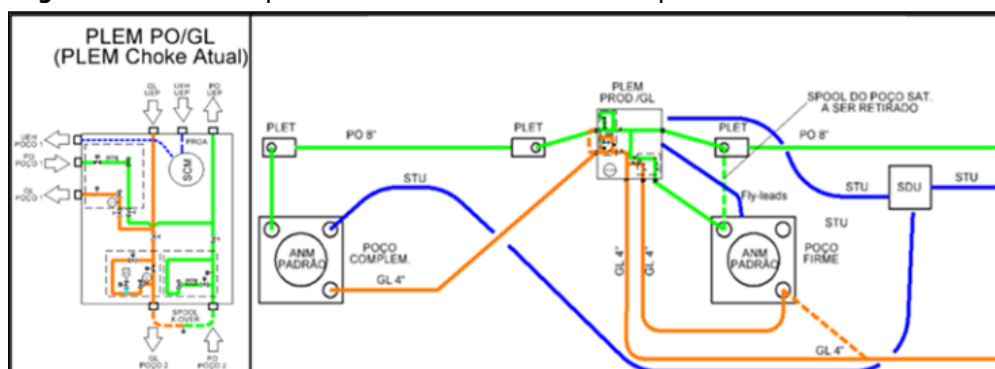
Existe experiência em dois tipos de aplicação:

- VASPS (Vertical Annulus Separation and Pumping System) em Marimbá: foi instalado em 2001, na Bacia de Campos. Consiste em um sistema de *boosting* com separação de gás, em um poço "falso".
- GLCC (Gas-Liquid Cylindrical Cyclone): consiste em um tubo vertical, com escoamento tangencial na entrada e separação gravitacional. Há um sistema instalado no SBMS-500 de Marlim (2010).

3.3. Sistemas compartilhados

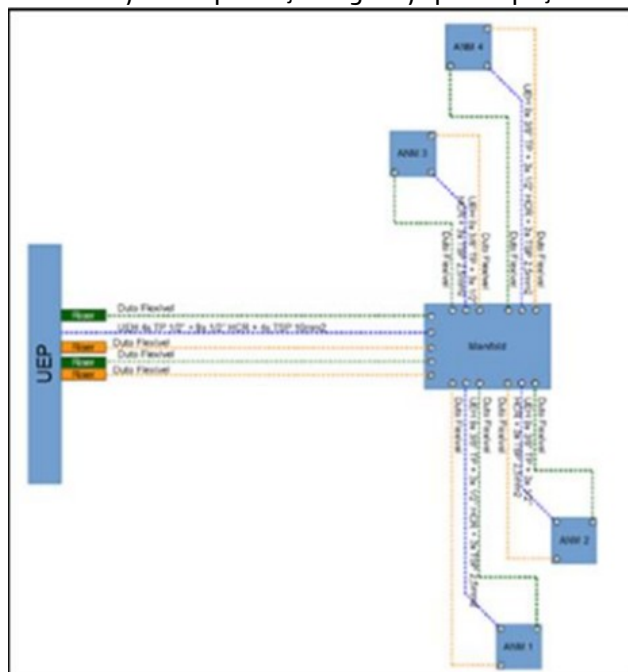
São necessários para possibilitar a coleta de vários poços, unindo a produção, por meio de Manifolds, PLEMs (Pipeline End Manifold), Trunklines e Anéis de coleta, a produção pode ser levada até a superfície, aplicando uma menor quantidade de risers. Essa arquitetura típica é mostrada nas Figuras 2 e 3 a seguir.

Figura 2. Desenho esquemático de um PLEN Choke e arquitetura submarina associada



Fonte: elaborado pelos autores.

Figura 3. Diagrama simplificado típico de um sistema de coleta com poços produtores interligados a um *manifold* de produção e gás *lift* para 4 poços



Fonte: elaborado pelos autores.

3.4. Medição multifásica

É uma tecnologia amplamente utilizada no mundo, podendo estar alocada em diferentes equipamentos do Sistema Submarino de Produção, tais como Manifolds, PLEMs, ANMs e Sistemas de Processamento e Bombeamento Submarinos; apresentam benefícios tais como:

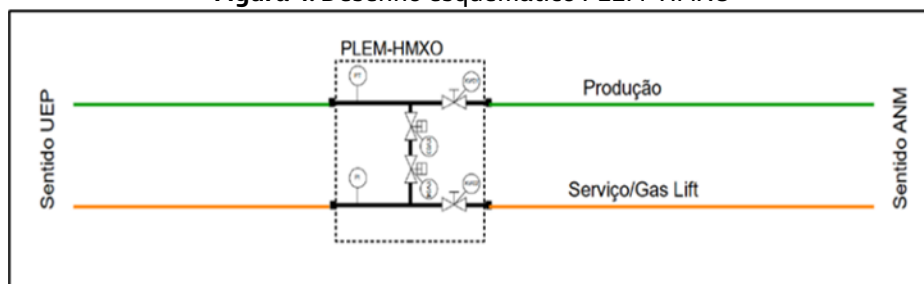
- Evitam o teste de produção de poços de forma individual na superfície, que pode acarretar perda de produção em caso de utilização de sistemas submarinos compartilhados;
- Realizam medição contínua para a apropriação da produção por poço, melhorando o gerenciamento da produção.

Os Medidores Multifásicos passarão por processo de qualificação para as condições do pré-sal, devido à alta salinidade e teores de CO₂, e que deve ajudar a alavancar melhor o uso dos Sistemas Compartilhados, contribuindo para um melhor gerenciamento da Produção do campo e reduzindo a quantidade de risers nos sistemas.

3.5. PLEM HMXO (hydrate management cross over ou módulo cross-over de mitigação de hidratos)

Em cenários que demandam que a coleta da produção esteja distante da UEP e/ou quando a linha de produção possui um desnível determinado pela equipe de Garantia de Escoamento, pode ser necessário um equipamento chamado de PLEM HMXO, instalado entre a UEP e a ANM, para mitigar riscos e o combate a hidratos relacionados a esses longos *tie-backs*.

O PLEM HMXO, conforme mostrado na Figura 4, possibilita a despressurização da linha de produção, em caso de formação de hidrato, por meio da comunicação entre este duto e o duto de serviço, permitindo a remoção da coluna de líquido na linha de produção.

Figura 4. Desenho esquemático PLEM-HMXO

Fonte: elaborado pelos autores.

3.6. Sistemas de bombeamento submarino

Permitem que em reservatórios depletados a produção possa ser elevada pela adição de energia ao fluido. As análises e simulações com bombeio em projetos complementares, em geral, têm se revelado positivas quanto à economicidade; entretanto, aspectos como capacidade ou disponibilidade de espaço para instalação de equipamentos na UEP, cronogramas de aquisição e incertezas do reservatório tornam essa tecnologia um “otimizador”, cujo benefício deve ser bem avaliado.

O bombeio submarino aliado ao compartilhamento de poços ou interligado a um *subsea long tie-back* para uma UEP existente pode se tornar vantajoso no caso de poços com menor produtividade ou na viabilização de acumulações de Campos Marginais, com porte insuficiente para uma UEP dedicada.

3.7. RWI (raw water injection)

O RWI é um equipamento submarino destinado a captar água em uma região próxima ao leito submarino e injetar essa água bruta no reservatório, gerando impacto mínimo nas instalações de superfície existentes. Dessa forma, dispensa planta de água na plataforma, além de dispensar novos risers e *flowlines* de injeção de água. O primeiro sistema a entrar em operação foi o no Campo de Albacora, em 2012. Este sistema pode ser visto na Figura 5.

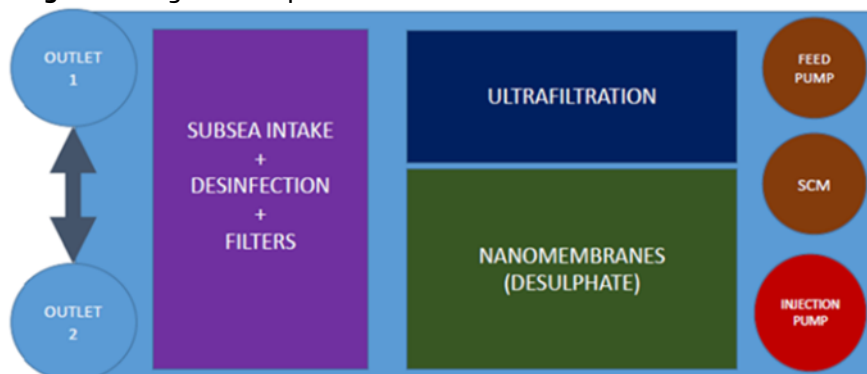
É uma solução economicamente atrativa quando a planta de injeção estiver engargalada e há ganho de produção com a injeção de água, podendo ser bruta ou dessulfatada (neste caso, chamado de SDWI – Subsea Desulfated Water Injection), permitindo o aumento na vazão de água injetada no reservatório para plataformas limitadas. Porém, devido a dificuldades na filtragem submarina, é possível que a água de injeção possua mais partículas que o sistema de injeção de água convencional (via plataforma).

Figura 5. Sistema RWI implantado em Albacora

Fonte: Petrobras, acervo interno.

O sistema SDWI ainda possui alto custo e baixa maturidade tecnológica. O processo do SDWI pode ser dividido nas fases de pré-tratamento da água (desinfecção e filtragem grossa) e tratamento fino (ultrafiltragem e dessulfatação). Pode-se considerar um *by-pass* entre a desinfecção e a bomba de injeção para que o SDWI possa operar como RWI, nos casos em que o reservatório permita água sulfatada, conforme pode ser observado na Figura 6.

Figura 6. Diagrama simplificado de funcionamento de um sistema SDWI



Fonte: elaborado pelos autores.

5. RESULTADOS

Por meio da avaliação de cada tecnologia, sua experiência prévia em campo e suas necessidades de novas qualificações, é possível esperar que essas venham a impulsionar o PPSBS a continuar a ser uma província geradora de riquezas, postergando seu término de operação.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O PPSBS ainda constitui um desafio tecnológico, agora voltado para a postergação do fim de operação dos campos, onde elevadas produções de água, reservatórios depletados e necessidade de extensão de vida útil dos Ativos constituem os desafios mais importantes a serem superados. A aplicação de tecnologias pode colaborar bastante na superação desses desafios.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem às equipes que trabalham nos projetos e à Petrobras pela oportunidade de divulgar o trabalho.

Trabalho originalmente apresentado no Congresso ROG, em 2024. Acesse [aqui](#).

REFERÊNCIAS

MAHMOOD, Syed Faisal. Brownfield Projects Cost & Schedule Optimization. *In*: ABU

DHABI INTERNATIONAL PETROLEUM EXHIBITION AND CONFERENCE, 8, 2020, Abu Dhabi, UAE. **Proceedings [...]**. Abu Dhabi: ADIPEC, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.2118/203110-MS>. Acesso em: 30 out. 2023.

SHENGA, Palzor. Commentary: 2023 Global Conventional Brownfield Investment to Near \$200 Billion: South America and North Africa to see brownfield investment growth. **Hart Energy**, Houston, 27 Feb. 2023. Disponível em: <https://www.hartenergy.com/ep/exclusives/commentary-2023-global-conventional-brownfield-investment-near-200-billion-204283>. Acesso em: 30 out. 2023.

VISSER, Folkert; BURGER, Mark; LAWS, Simon. Improving brownfield project performance. *In*: INTERNATIONAL PETROLEUM TECHNOLOGY CONFERENCE, 7., 2015, Doha, Qatar. **Proceedings [...]**. Doha: OnePetro, 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.2523/IPTC-18557-MS>. Acesso em: 30 out. 2023.