

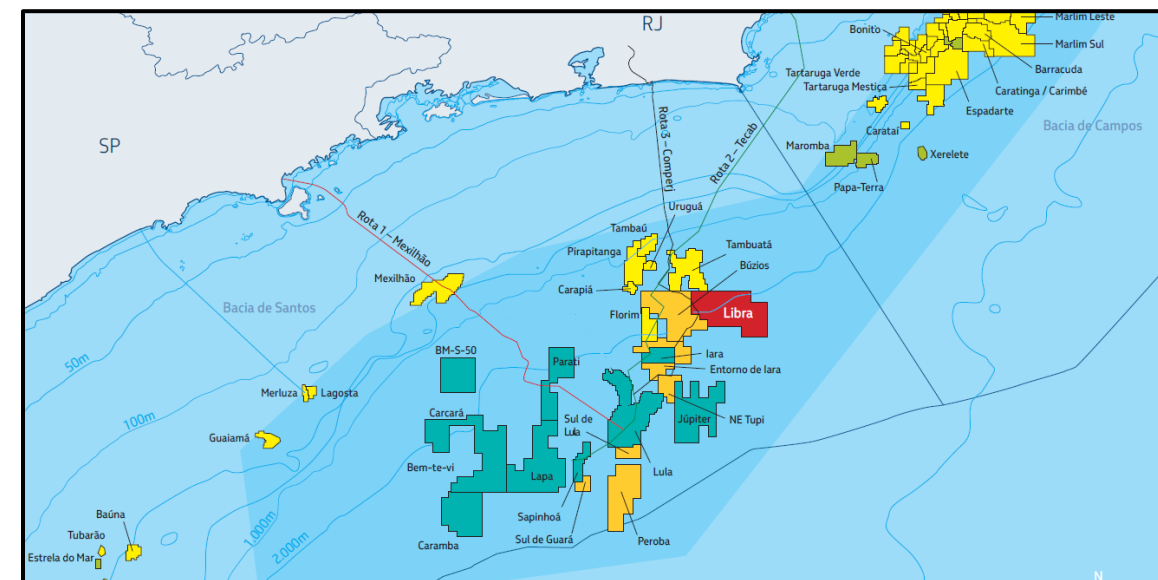
Aproveitamento do Gás Natural Associado Produzido nos Campos do Pré-Sal

Nota Técnica elaborada para o IBP e ABEP

Autores: Celso C. M. Branco e Jorge O. de S. Pizarro

**Reunião do Comitê 1 do Grupo de Trabalho
do Programa Gás para Empregar (GT-GE)
31 de agosto de 2023**

1. Introdução.
2. Características Gerais dos Reservatórios do Pré-sal.
3. O Conceito de Desenvolvimento da Produção.
4. O Método de Recuperação por Injeção de Gás Contínua ou Alternada (WAG).
5. Gerenciamento da Injeção de Água e Gás.
6. Evolução da Produção e Injeção.
7. Processamento dos Fluidos Produzidos no Pré-sal.
8. Infraestrutura Atual e Planejada de Escoamento do Gás.
9. Conclusões e Considerações Finais.



Objetivo: discutir as razões técnicas pelas quais há injeção de uma parcela significativa do gás associado produzido nos campos do PPSBS.

Análises de engenharia de reservatórios e de suas interfaces com processamento do petróleo demonstram que a reinjeção é uma prática que beneficia à extração do petróleo ao tempo em que acelera, e em muitos casos viabiliza, grandes projetos de produção que, de outra forma, poderiam ser adiados ou mesmo descontinuados.

Aspectos peculiares do Pré-sal:

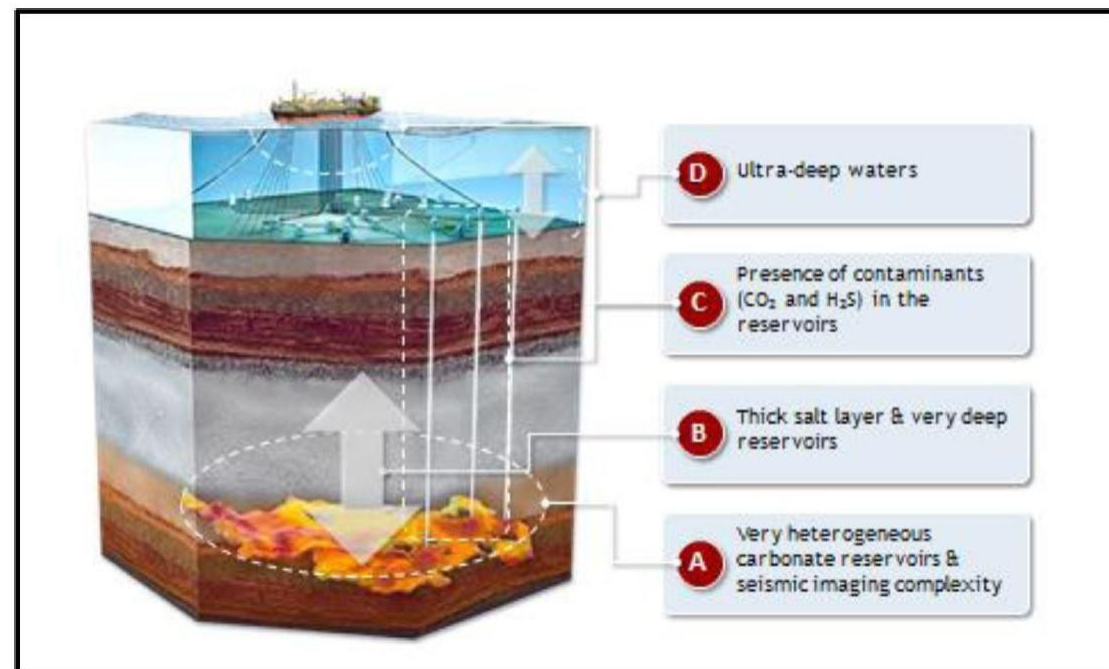
- Alto teor de gás dissolvido (Rs/RGO) no óleo;
- Presença de CO₂ em teores variáveis (até 44%);
- Ausência de infraestrutura pré-existente para produção e escoamento do gás na área;
- Projetos em águas ultra profundas → demandam investimentos pesados e um longo período (4 a 10 anos) entre a descoberta do campo e o início de sua produção.

Identificação precisa dos principais incertezas e riscos (geológicos, de construção de poços, de viabilidade de produção etc.) associados.

Múltiplos modelos de reservatórios e de suas interfaces, para definição do melhor projeto maximizando:

1. Recuperação,
2. Economicidade e
3. Redução dos riscos do empreendimento.

Construção por equipes de cada empresa ou consórcio operador; traduz a experiência, práticas e tecnologia dos diferentes atores envolvidos.



Síntese dos principais desafios tecnológicos para a exploração dos reservatórios do Pré-sal. Fonte: Fraga, C.T. et al., OTC-25710

Motivação: Gerar o máximo valor, a partir dos métodos de recuperação disponíveis: Gás (HC+CO₂) e Água;

Processo WAG: Conhecido e aplicado pela indústria, há algumas décadas, em campos do Texas, no Mar do Norte e outros. Porém, nunca havia sido utilizado em condições offshore similares às encontradas nos campos do Pré-sal;

Metodologia: Alternar bancos de gás e água, segundo um plano previamente definido, de forma que haja um aprisionamento parcial de um fluido pelo outro, efeito denominado de histerese, reduzindo a mobilidade do gás e provocando sua divergência para regiões inicialmente não varridas;

Objetivo: Conjuguar o aumento da recuperação do óleo, obtido principalmente pela injeção de gás, com uma melhor eficiência de deslocamento e varrido proporcionada pela injeção de água;

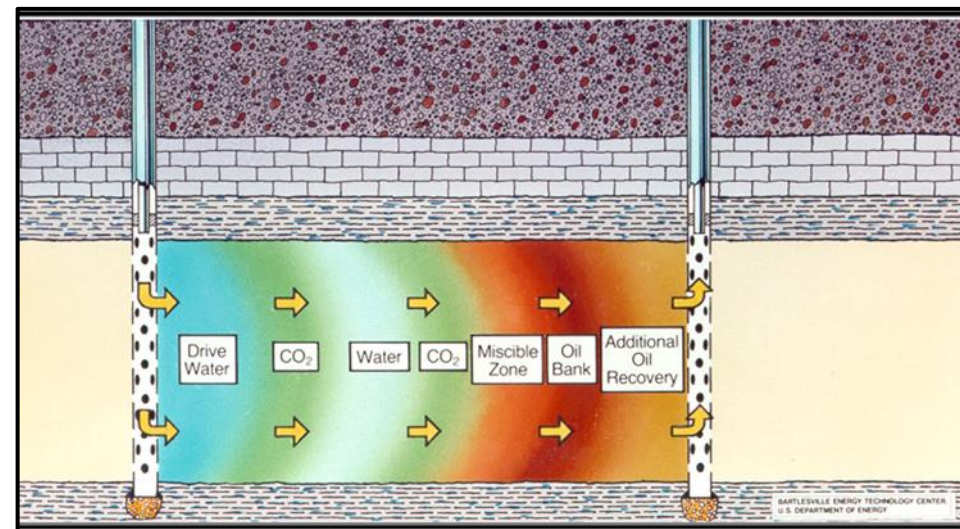
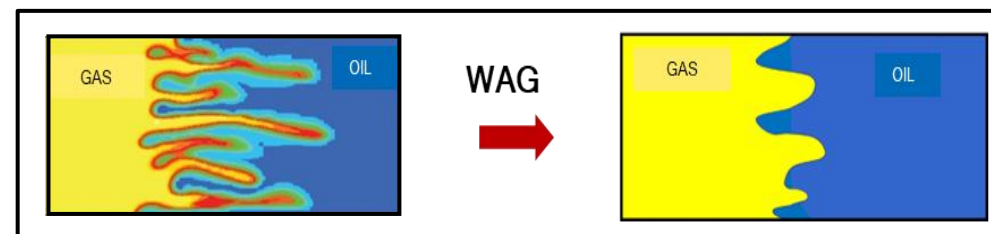
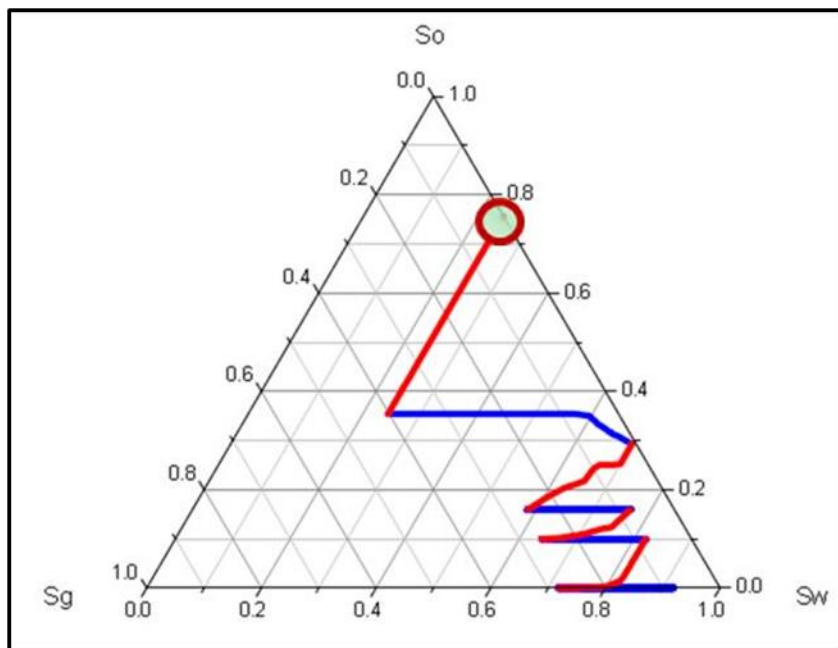


Ilustração conceitual do processo WAG (DOE/NETL 2010).

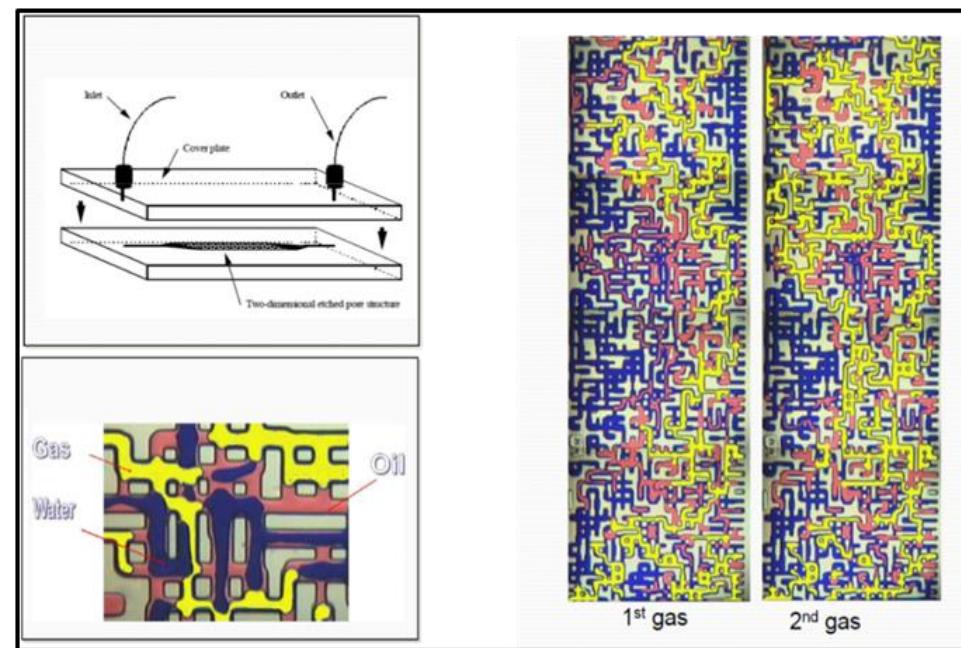


Controle de mobilidade do gás com WAG

A principal função da água é controlar a mobilidade adversa do gás, bloqueando certas classes de poros e fazendo com que ele consiga, em um ciclo seguinte, contatar mais óleo. Em síntese, a água faz com que o gás melhor desempenhe sua tarefa de reduzir a saturação de óleo. Em laboratório, é possível quantificar e visualizar esse mecanismo.



Ciclos de um deslocamento WAG unidimensional, em amostra de rocha, através de um diagrama de saturação ternário. Inspirado nos resultados apresentados por Vieira, R.A.M. et. al. (Figura 2) em 2019

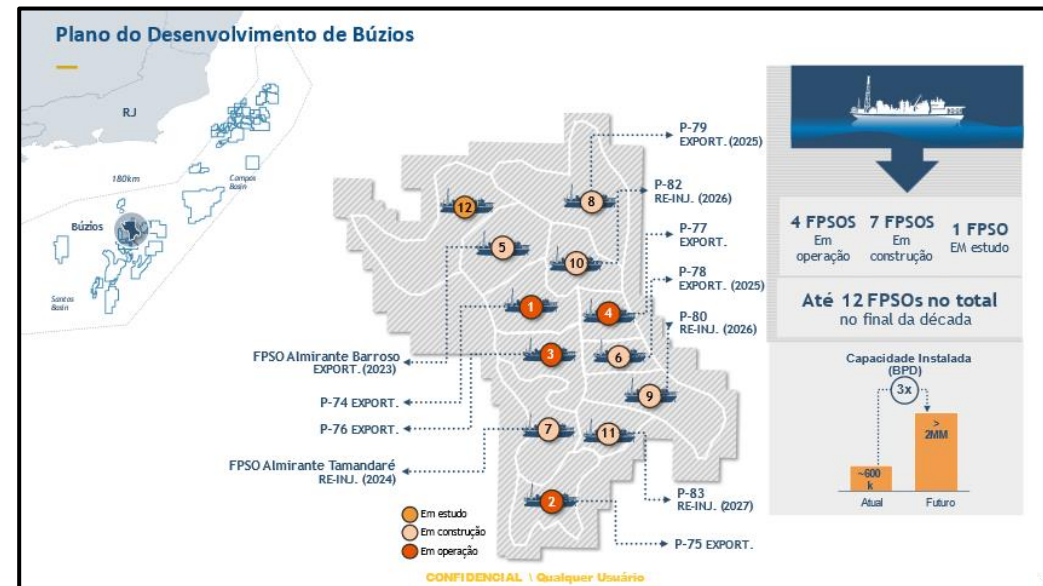


Ensaio ilustrativo do deslocamento WAG em um meio poroso artificial de vidro (água – azul, óleo – rosa e gás – amarelo).

Fonte: Prof. Mehran Sohrabi Heriot-Watt University.

WAG com Reinjeção Total do Gás Produzido Módulos em Búzios e Mero

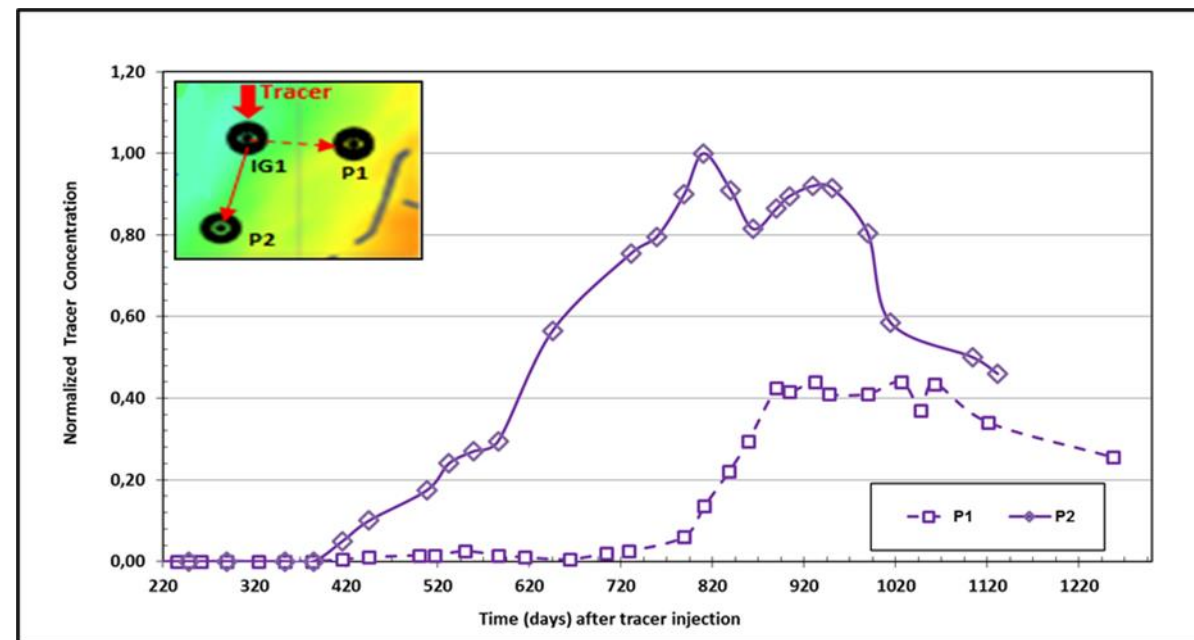
- Campo gigante de Búzios desenvolvido em fases: deve ter 12 sistemas de produção, FPSOs (a 12ª ainda está em estudo);
- Sete módulos terão sistema de tratamento de gás para separação de CO₂ e exportação de gás HC tratado;
- Em quatro sistemas de grande capacidade (225 kbopd e 12 Mm³/dia de gás) haverá reinjeção total do gás produzido;
- Configuração proposta no PD maximiza o par recuperação de petróleo, através de WAG, e economicidade do projeto;
- Um atraso em alguns módulos do campo, para aguardar uma nova rota de exportação de gás, por exemplo, traria prejuízo econômico para o consórcio e em arrecadação de tributos;
- Risco de excesso de injeção de gás nos 4 módulos de grande capacidade é atenuado pelo fato de o reservatório ser de grandes dimensões e possuir uma excelente conectividade hidráulica.
- Em Mero o alto teor de CO₂ no gás (44%) justifica a reinjeção total.



Disposição da Unidades Estacionárias de Produção do Campo de Búzios, conforme PD aprovado em 2023.

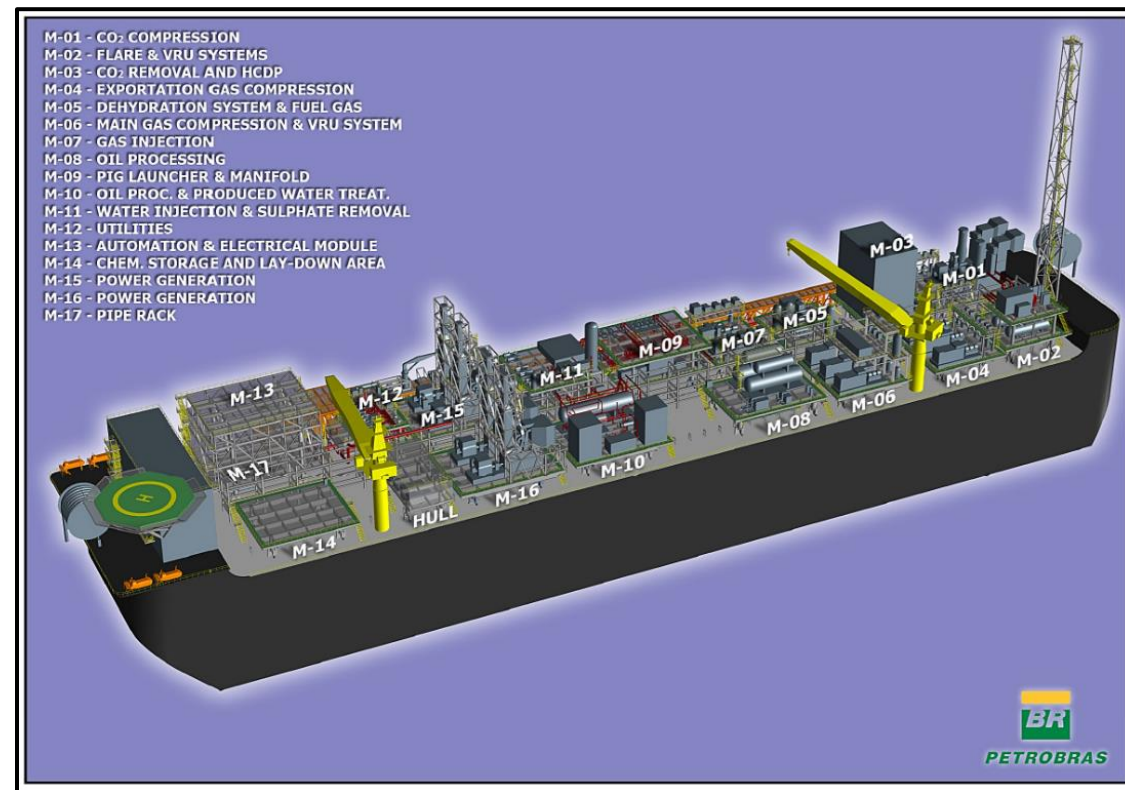
Gerenciamento da Injeção de Água e Gás nos Reservatórios do Pré-sal (1/2)

- Poços equipados com registradores de pressão e temperatura no fundo (PDGs);
- Traçadores químicos nos fluidos injetados, água e gás, visando avaliar caminhos preferenciais de escoamento no seio da jazida;
- Testes transientes de pressão (*build-up* e *fall-off*) para avaliar a pressão estática do reservatório e possível dano à formação;
- Testes de produtividade, injetividade, TLDs e de interferência entre poços;
- Poços com completação inteligente;
- Gestão do gás exportado;



Exemplo de aplicação de traçador de gás.
Fonte: Pizarro et al., paper OTC-27993, 2017

- Capacidade de produção definida por Rs (RGO) inicial do óleo, destino do CO₂ e restrições de área, peso e geração de energia no FPSO;
- Ex. : Rs = 250 m³/m³ e Qg= 6E+06 m³/d implica em:
 - $Q_o = (6E+06 \text{ m}^3/\text{d} / 250\text{m}^3/\text{m}^3) * 6,29 \text{ m}^3/\text{bbl} = \sim 150 \text{ mil bopd.}$
- Maior Rs → menor capacidade de produção de óleo;
- Elevado “congestionamento” de módulos (17) de processo em FPSO de casco VLCC;



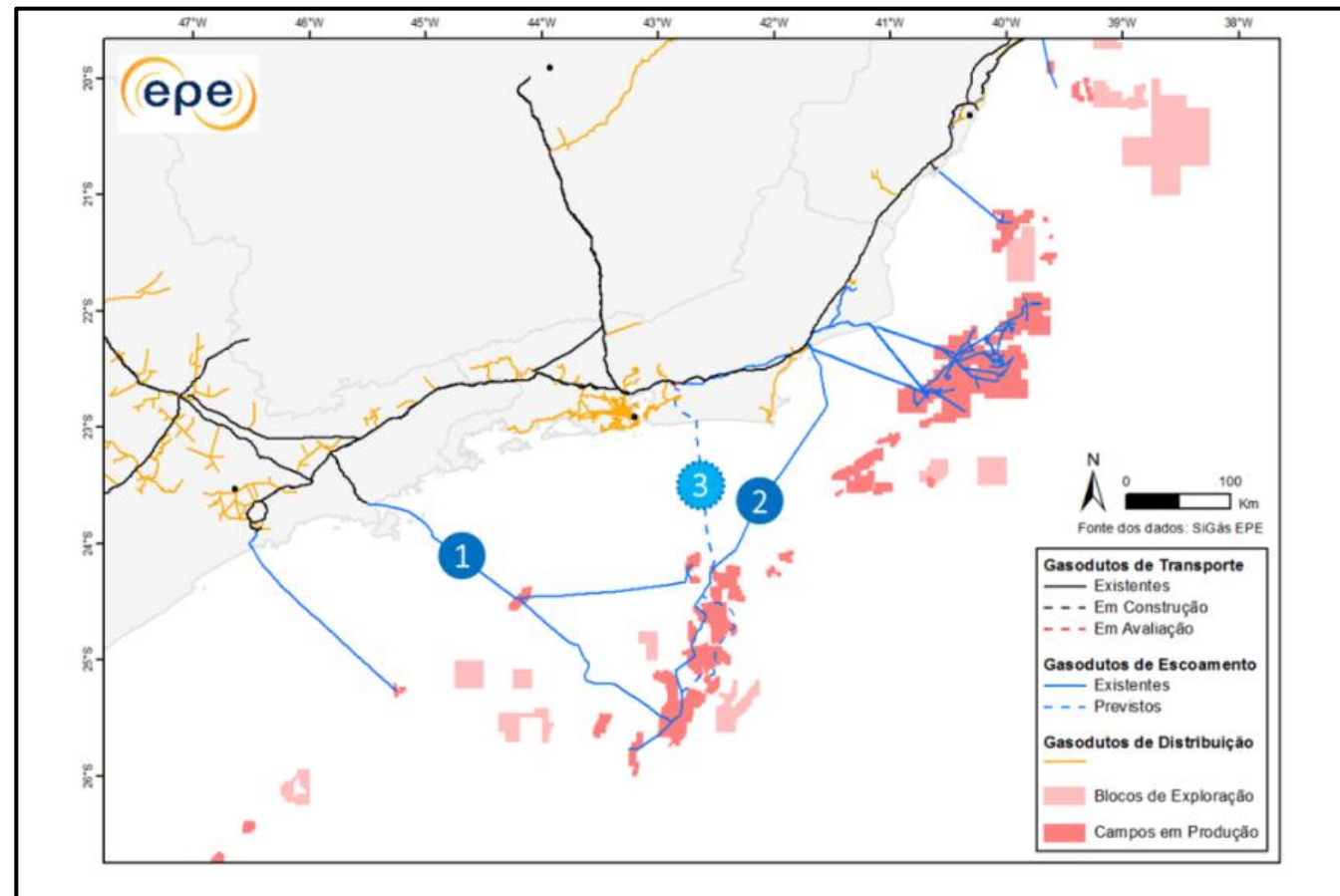
Fonte: OTC-25274 An Evaluation of Large Capacity Processing Units for Ultra Deep Water and High GOR Oil Fields” (Pinto, A.C.C.; Vaz, E.M.V.; Branco, C.C.M.; Ribeiro, J.)

- Eficiência de separação de CO₂ em membranas depende do conteúdo do contaminante no gás produzido, ver tabela ao lado;
- Em casos em que o CO₂ original é muito elevado a fração de gás tratado é pequena, pode não compensar o tratamento (elevada “autofagia”);
- Este é o caso de Mero em que o teor de CO₂ é de ~44%;
- Projetos de P&D para melhorar a tecnologia de separação de CO₂ com CMS (*Carbon Molecular Sieves*).

CO ₂ Content in Feed Stream (% mol/mol)	Treated Gas Flow Rate Percentage (Remain/Feed)
10%	70%
20%	56%
30%	45%
40%	36%
45%	30%
50%	27%

Fonte: OTC-25274 An Evaluation of Large Capacity Processing Units for Ultra Deep Water and High GOR Oil Fields” (Pinto, A.C.C.; Vaz, E.M.V.; Branco, C.C.M.; Ribeiro, J.)

- Atualmente há duas rotas de exportação:
 - 1 (capacidade de 10 milhões de m³/d) e,
 - 2 (capacidade de 16 milhões de m³/d)
- Previsão de conclusão da Rota 3 no 2º semestre de 2024 (capacidade de 18 milhões de m³/d)
- Futura (~2024) capacidade totalizará 44 milhões m³/dia de gás;



Estudo sobre o Aproveitamento do Gás do Pré-Sal, março de 2020, por ANP, PPSA, EPE.

- A presença de contaminantes, em especial o CO₂, no gás associado produzido nos campos do Pré-sal impõe a necessidade de um destino adequado a este composto. O que leva a reinjeção de frações apreciáveis de gás no reservatório produtor – melhor destino a ser dado a este rejeito.
- Há fortes argumentos técnicos que comprovam os benefícios da injeção parcial do gás associado produzido nas jazidas, em razão das suas peculiaridades geológicas e condição termodinâmica de pressão e temperatura muito favorável ao deslocamento miscível do óleo pelo gás, um processo muito eficiente de recuperação.
- Com base na experiência dos autores e na literatura técnica sobre o método WAG, pode-se estimar a recuperação adicional (em relação à injeção de água) na casa de 3 a 10 pontos percentuais, a depender do volume de gás injetado. Levando em conta os grandes volumes *in place*, estes se traduzem em recuperáveis adicionais expressivos.
- A reinjeção de parte - ou mesmo, em alguns casos – de todo o gás produzido é uma maneira de adequar o cronograma de implantação de projetos de desenvolvimento da produção haja visto o relativamente longo período de maturação dos projetos desde a descoberta da jazida até o 1º óleo.
- Os projetos de DP são concebidos e gerenciados visando a máxima eficiência em termos de recuperação e economicidade, o que otimiza o retorno dos projetos para os consórcios operadores e, desta forma, para os demais públicos de interesse, entre eles os entes governamentais, que auferem maior participação.