



O Papel dos Diferentes Modelos de Negócios, Parcerias Empresariais e Tecnologias para o Aumento do FR dos Campos de Petróleo

Paulo Johann
Gerente Corporativo de Geofísica de Reservatórios

Claudio Ziglio
Gerente de Pesquisas na Área de Reservatórios (CENPES)

Agenda

1. Introdução

2. Parcerias

- Companhias de Petróleo
- Companhias de Serviços
- Institutos de Pesquisas
- Universidades

3. Tecnologias

4. Discussão

Introdução: Apresentações Petrobras



Desafios e Oportunidades visando o aumento de FR em campos terrestres

Ana Paula Costa
UO-BA/ATP-N/RES
E&P/TAR

Desafios

- ✓ Campo de Sardinha (100 Km da GASAC)
 - ✓ Volume Original de Gás: 3457 Milhões m³ (3213 na Capa, 244 em Solução)
- ✓ Descontinuada em função dos investimentos e custos envolvidos e alta sensibilidade ambiental
- ✓ Campo de Juruá (Bacia do Solimões)
 - ✓ Dista mais de 650Km de Manaus e a 70km das instalações de Uruçu.
- ✓ Campo de Azulão (Bacia do Amazonas)
 - ✓ Totalmente isolado (Na floresta).
- ✓ Diversos cenários analisados:
 - ✓ Implantação de planta de GTL (Gas to Liquid);
 - ✓ Avaliação de diferentes rotas de escoamento;
 - ✓ Associação a parceiros;
 - ✓ Geração de Energia;
 - ✓ GNL (Gás Natural Liquefeito)
 - ✓ Gas to Ethanol;
 - ✓ Produção de Metanol ;
 - ✓ GTL Parafinas .

PANORAMA DA APLICAÇÃO DE MÉTODOS DE RECUPERAÇÃO MELHORADA NO BRASIL E NO MUNDO

Adalberto José Rosa
Marcos Vitor Barbosa Machado
GIA-E&P/EREE/ER

DESAFIOS E CONCLUSÕES

- Concluímos que as principais experiências de EOR da PETROBRAS estão relacionadas com a aplicação de métodos térmicos e miscíveis. Fato também constatado quando se analisam experiências de outras operadoras no mundo;
- Dentro os principais desafios para implantação de métodos de EOR, pode-se citar:
 - disponibilidade de gás para viabilizar métodos miscíveis;
 - grande parte dos reservatórios têm boa resposta à injecção de água, não justificando investimento em um incremento pequeno de produção advindo de EOR. Além disso, a muitos poços desses reservatórios produzem atualmente, com alto corte de água, o que enviesa o retorno de ganho adicional de óleo advindo de métodos de EOR;
 - grande deslocamento entre poços em campo offshore que gera grandes tempos de recarga da injecção de produtividade, além da necessidade de volumes maiores, o que prejudica a viabilidade econômica de projetos de EOR;
 - extinção de reservatórios sem viabilidade para injecção de água (baixa permeabilidade/resistividade, elevada viscosidade etc), constituindo-se ainda maiores, por exemplo, quanto à injetividade para métodos de EOR, sobretudo quando se considera a existência de reservatórios com alta temperatura, salinidade e limites de pressão de injecção;
 - falta de experiência da indústria do petróleo na aplicação de métodos de EOR em ambiente offshore, sobretudo em浅水水下水深, indicando ser um desafio sua implantação. Mesmo em ambiente onshore, métodos de EOR, como químicos e microbiológicos, ainda não são largamente aplicados no mundo;
 - sistemas de produção implementados com limitação de espaço e capacidade de retenção de fluidos e de carga para instalação de equipamentos adicionais necessários para EOR, sendo necessárias muitas obras para adaptarlos ao novo sistema de produção;
 - utilização de água do mar, captada para injecção em ambiente onshore, que eleva salinidade e reduz muito a eficiência dos produtos químicos utilizados;
 - por fim, nos casos onde há viabilidade técnica para implementação de EOR, a principal barreira é a falta de atratividade econômica dos investimentos, tanto devido às instalações e equipamentos necessários para os produtos e sua logística de fornecimento.

I Seminário sobre Aumento do Fator de Recuperação no Brasil

Aumento do FR em Campos Offshore:
Variáveis de Impacto e Estudos de Caso

Gilson Ferreira Soares e
Celso de Almeida Magalhães

Conclusões

Aumento do Fator de Recuperação

- Aquisição de dados de reservatório para construção de modelos de reservatório robustos
- Integração e análise de dados para definição de novos projetos
- Busca de tecnologias de recuperação avançada (polímeros, água projetada, etc)
- Conceção de projeto flexível para implementação de novas tecnologias no futuro
- Ações para extensão da vida útil da UEP e dos equipamentos
- Equipamentos e serviços de baixo custo
- Ação para viabilização de projetos em campos não convencionais

O Papel dos Diferentes Modelos de Negócios, Parcerias Empresariais e Tecnologias para o Aumento do FR dos Campos de Petróleo

Paulo Johann
Gerente Corporativo de Geofísica de Reservatórios

Claudio Zilgio
Gerente de Pesquisas na Área de Reservatórios (CENPES)

Conclusão

A IMPORTÂNCIA DAS PARCERIAS E TECNOLOGIAS

I Seminário sobre Aumento do Fator de Recuperação no Brasil

DESAFIOS E LIÇÕES APRENDIDAS PARA O AUMENTO DE FATORES DE RECUPERAÇÃO NA BACIA DE CAMPOS ATRAVÉS DA INTEGRAÇÃO DE DISCIPLINAS

Carlos Frederico Cardoso Bastos (UO-BC/PROD/PRDC-MRL-AB) - Apresentador

Anderson Rapello dos Santos (POCOS/CAMAP-ÁR-AP/PROJ)

Marcello Augustus Ramos Roberto (SUB/ES/ECEC/FCE)

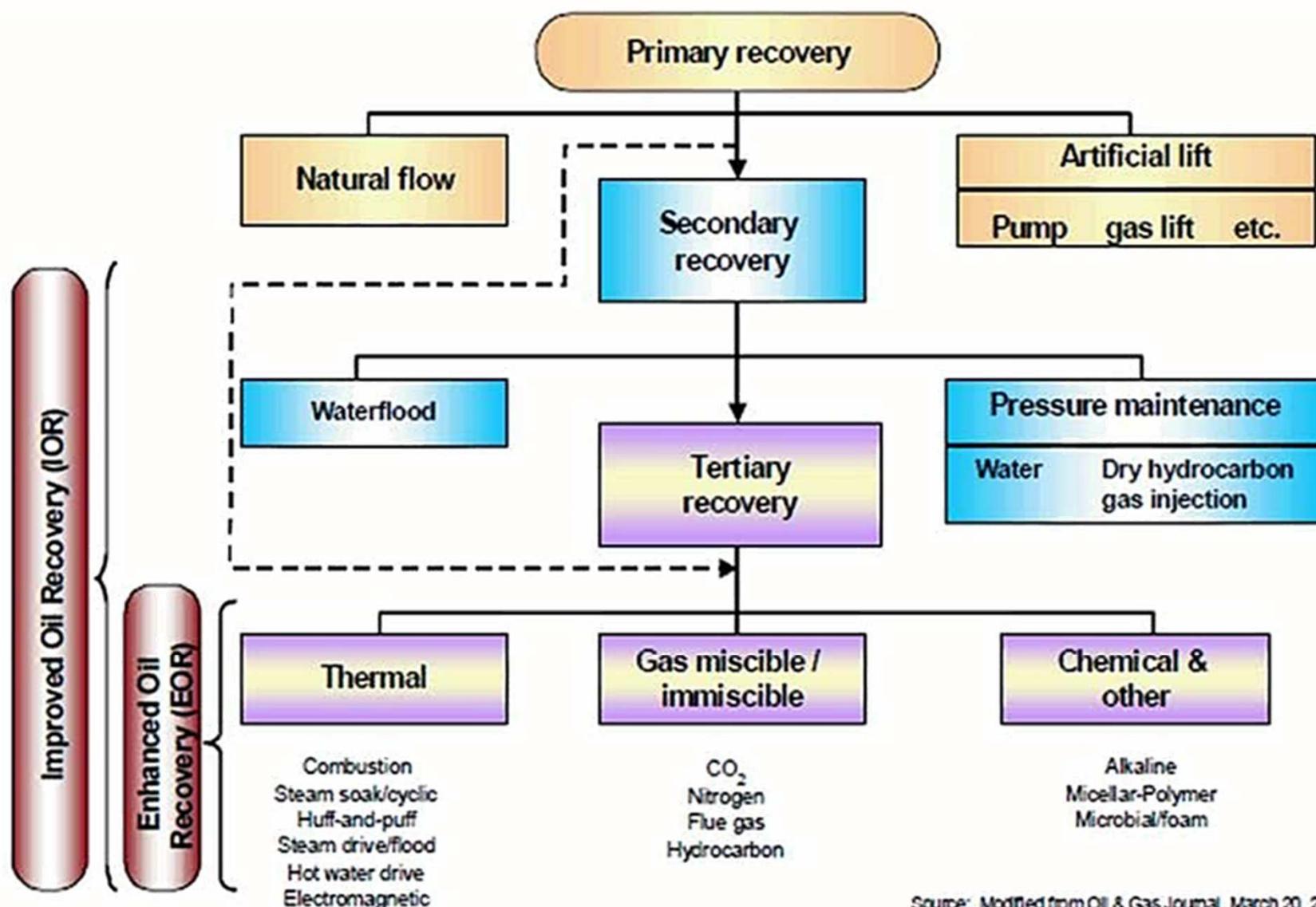
CASO DE SUCESSO
Campo de Marlim (Bacia de Campos)

- 1985: Descoberta do campo
- 1991: Início de produção (Sistema Pré-Piloto)
- 1994 a 2000: Desenvolvimento Módulos 1, 2, 3 e 4
- 2002: Pico de produção do campo (613 mil bpd)
- 2016: Entrada de operação do MRL-127 (março)
- Situação Atual: 07 plataformas de produção e 02 plataformas de processamento. Produção média de 187 mil bpd (2019)

Lições Aprendidas e Condições

- Evolução na concepção de construção de poços/estratégia de completação de poços;
- Investimento para obtenção de dados: 4 stilmetres 40 nos últimos anos;
- Gerenciamento da operação e varredura com injecção de água;
- Sucesso nos Projetos complementares de adensamento e poços de borda

Produção vs Oras
Projeto x Realizado/Premissas



Source: Modified from Oil & Gas Journal, March 20, 2000

Stosur, 2003 SPE 84864

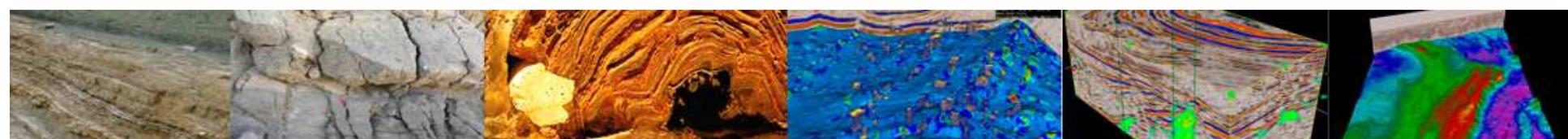
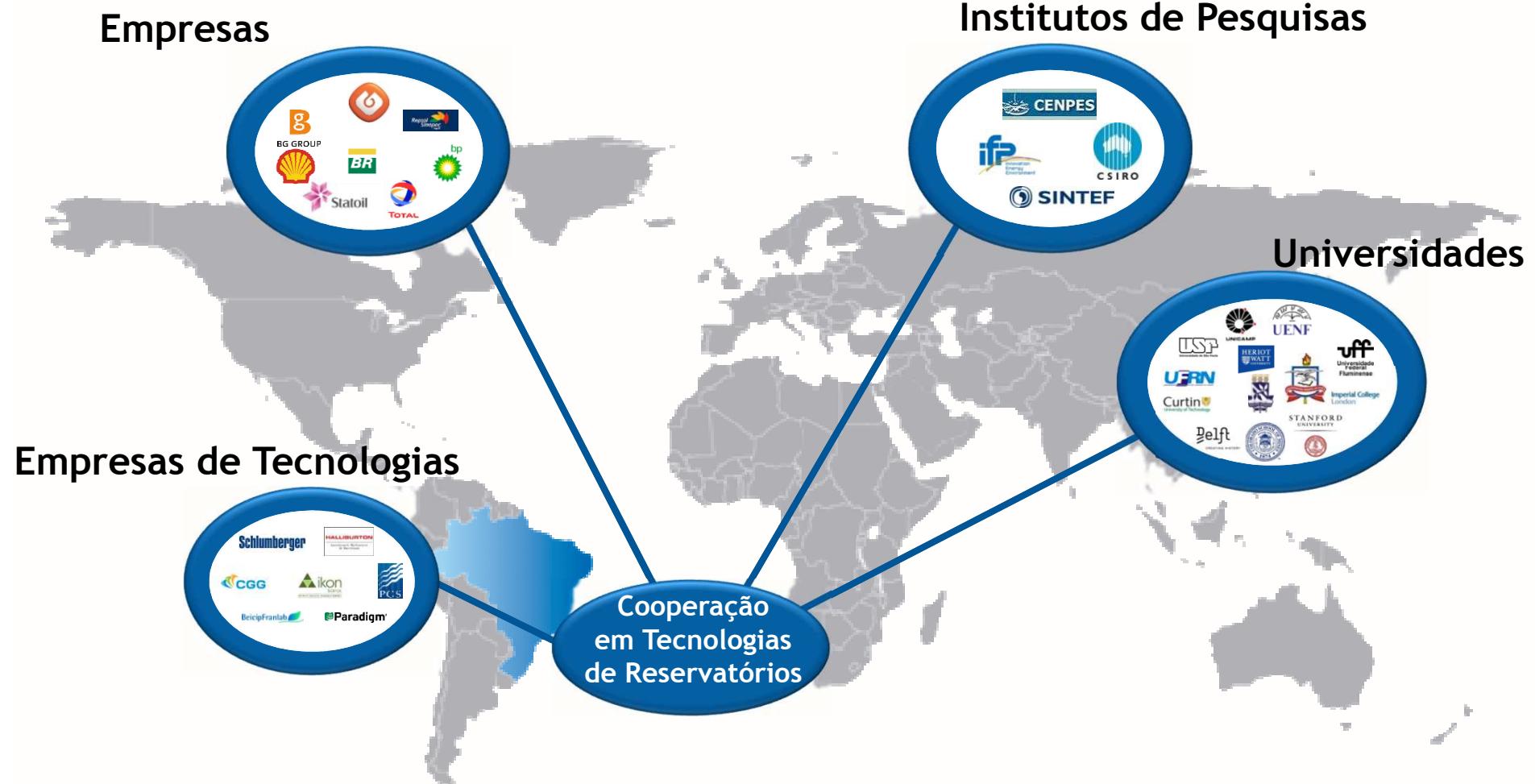
Quantas empresas produziram
O&G no Brasil em 2015?

49 empresas



PETROSYNERGY

Rede de Cooperação Tecnológica



Agenda

1. Introdução

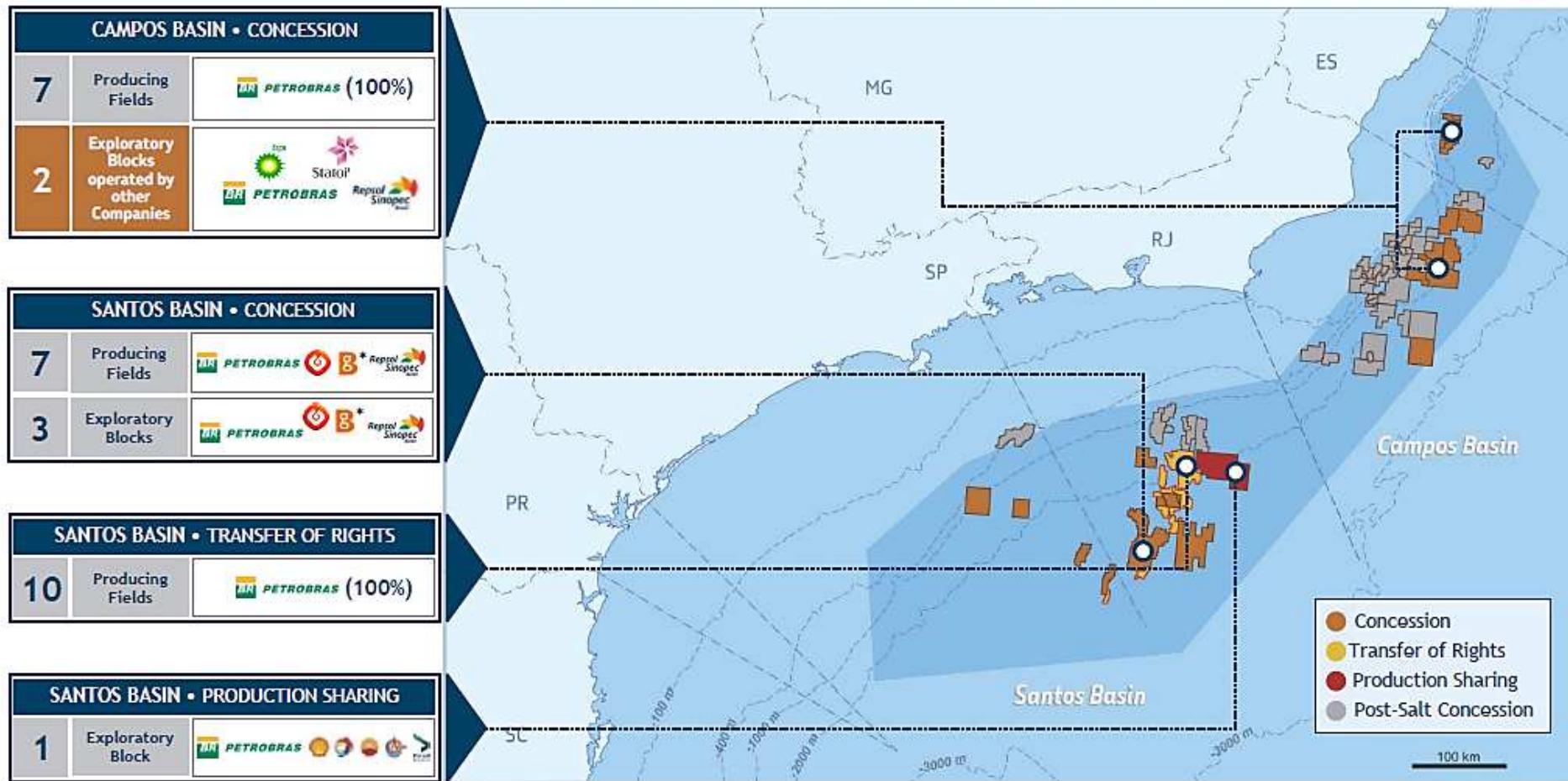
2. Parcerias

- Companhias de Petróleo
- Companhias de Serviços
- Institutos de Pesquisas
- Universidades

3. Tecnologia

4. Discussão

Bacias de Campos e Santos: diversas parcerias

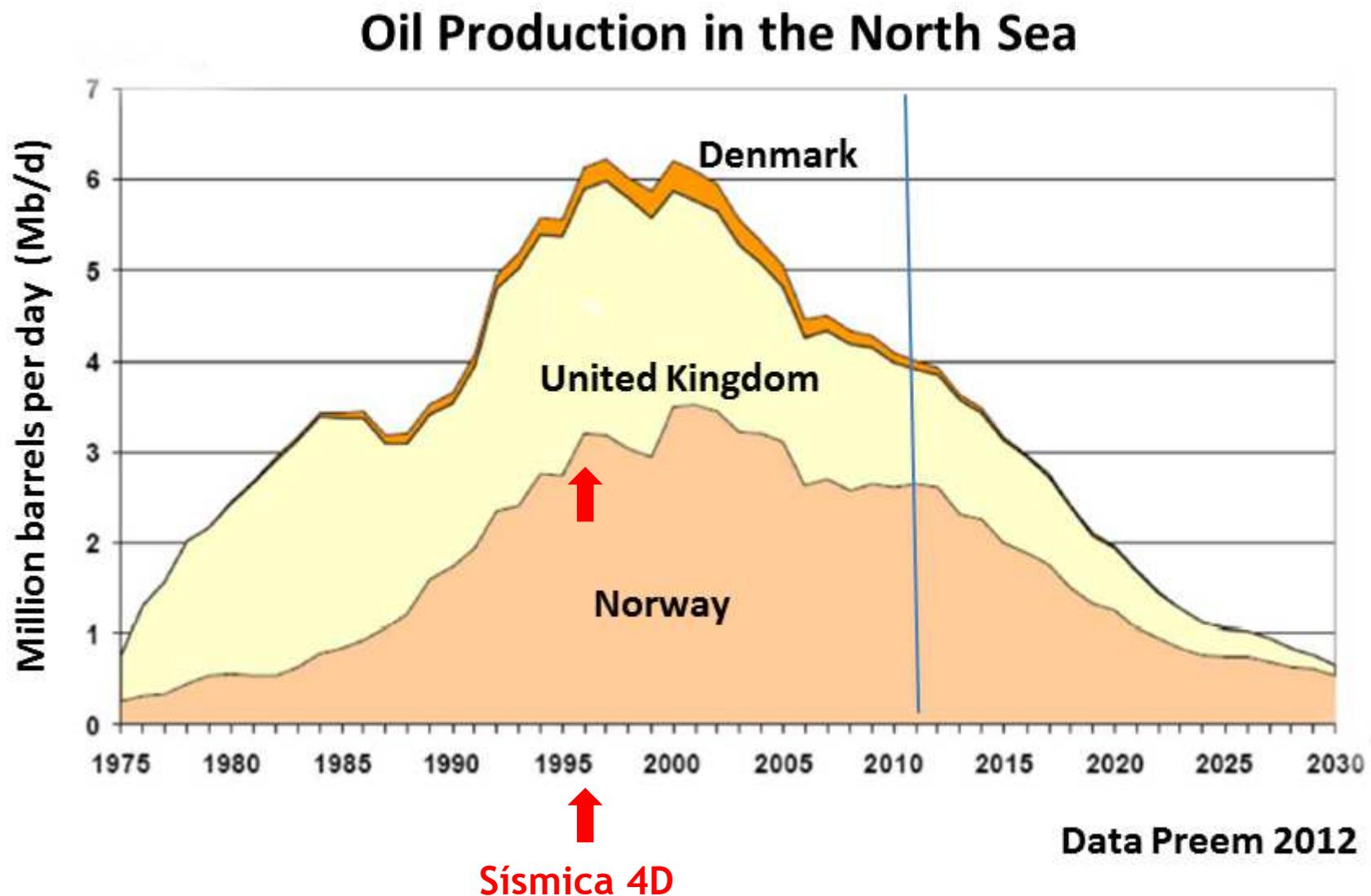


* BG E&P Brasil Ltda – a subsidiary of Royal Dutch Shell plc

Guedes, S., Rio Oil&Gas, 2016

Exemplos de Parcerias Tecnológicas







PRM Jubarte



PRM Jubarte - Sistema Ótico

Tecnologia: Prêmio ANP de Inovação Tecnológica

- Vencedor Categoria III - Inovação Tecnológica desenvolvida no Brasil por Empresa Fornecedor de Grande Porte do Segmento de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis em Colaboração com Empresa Petrolífera

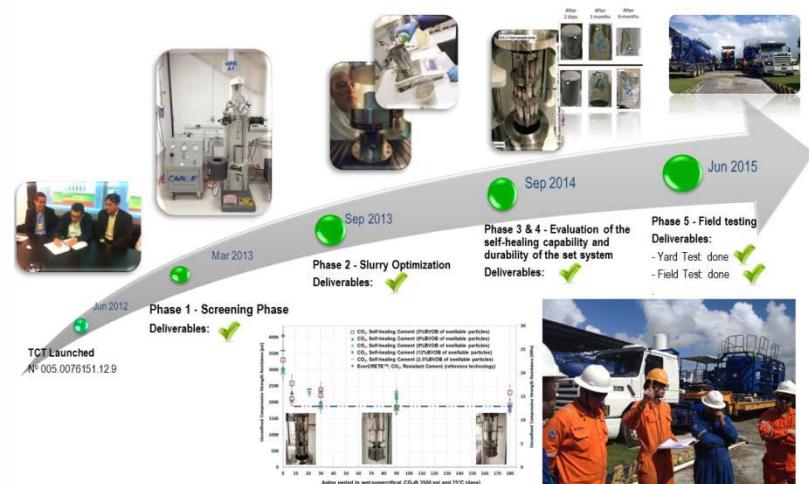
Projeto: Cimento Autorreparável com CO₂.

Autoria do projeto: Schlumberger Serviços de Petróleo Ltda. e à Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras

Descrição do projeto: O projeto consiste na formulação de pasta de cimento para operações de cimentação, tampão e squeeze de poços de petróleo, que oferece mais segurança em ambiente de CO₂. O aumento da garantia da integridade do poço na presença de CO₂ – presente no reservatório ou injetado no poço para recuperação secundária – ocorre pelo fechamento de fissuras e/ou microanulares no cimento solidificado pelo contato com CO₂, que acionaria o efeito de autorreparação no próprio cimento. A existência de espaços microanulares e fissuras na matriz do cimento no poço de petróleo cria percursos preferenciais para que o CO₂ migre, podendo afetar a integridade do poço. A presença de um componente no material cimentante que se expanda com o fluido contendo CO₂ permite restabelecer a integridade da matriz de cimento e consequentemente dos poços. A tecnologia pode ser aplicada para cimentar poços em reservatórios que naturalmente contenham CO₂ associado aos fluidos de formação, como é o caso dos poços do pré-sal no Brasil, ou em poços em que CO₂ é injetado, armazenado ou extraído.

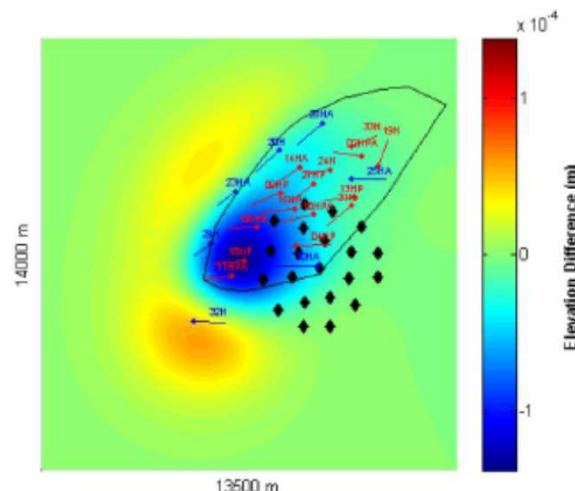
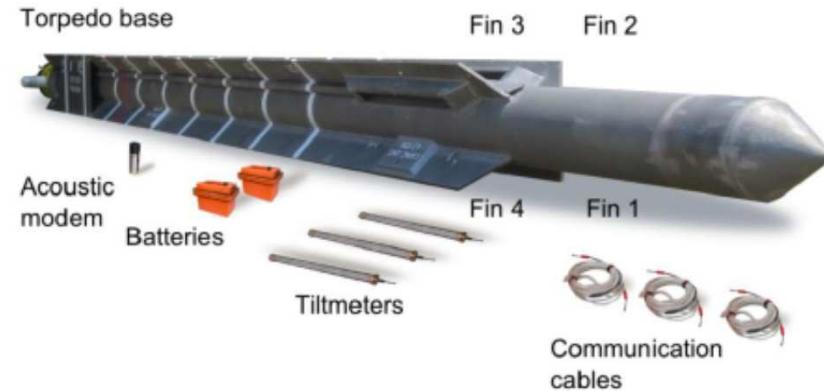


Vencedores da Categoria III recebem o Prêmio ANP de Inovação Tecnológica 2016



Prêmio ANP de Inovação Tecnológica

Tecnología de Tiltímetros para Campos Marítimos



Exemplo de Projeto



Agenda

1. Introdução

2. Parcerias

- Companhias de Petróleo
- Companhias de Serviços
- Institutos de Pesquisas**
- Universidades

3. Tecnologias

4. Discussão

Exemplos de Parcerias com Institutos de Pesquisa e Universidades



Agenda

1. Introdução

2. Parcerias

- Companhias de Petróleo
- Companhias de Serviços
- Institutos de Pesquisas
- Universidades**

3. Tecnologias

4. Discussão

CENPES e as Redes Temáticas C&T



- Mais de 100 universidades e institutos de pesquisa
 - 49 Redes Temáticas
 - Mais de 200 laboratórios construídos desde 2009
 - Mais de 8 mil alunos e pesquisadores externos envolvidos em projetos da Petrobras



CENPES e as Redes Temáticas C&T - Reservatórios

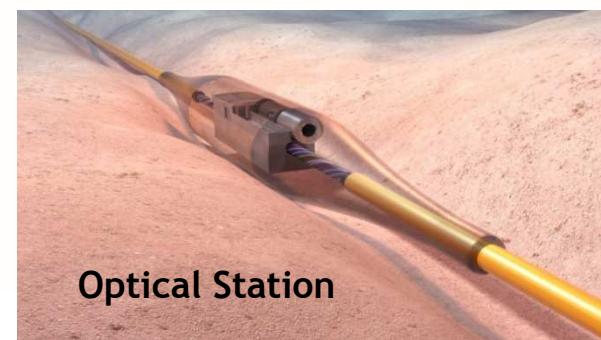
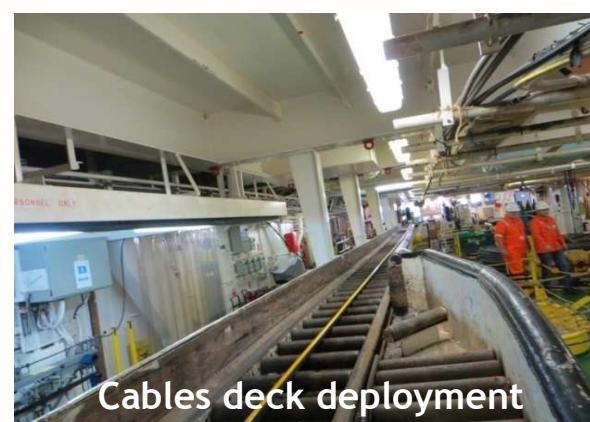
- 15 Universidades e Centros de Pesquisas
 - 3 Redes Temáticas
 - Mais de 50 Termos de Cooperação em Andamento



- Redução de Custos de Importação
- Fomentar a Geração de Competências no País
- Geração de Empregos

Exemplo: Monitoramento Permanente em Jubarte

Mais de 30 Fornecedores de Equipamentos



Mais de 30 Fornecedores de Equipamentos



Agenda

1. Introdução

2. Parcerias

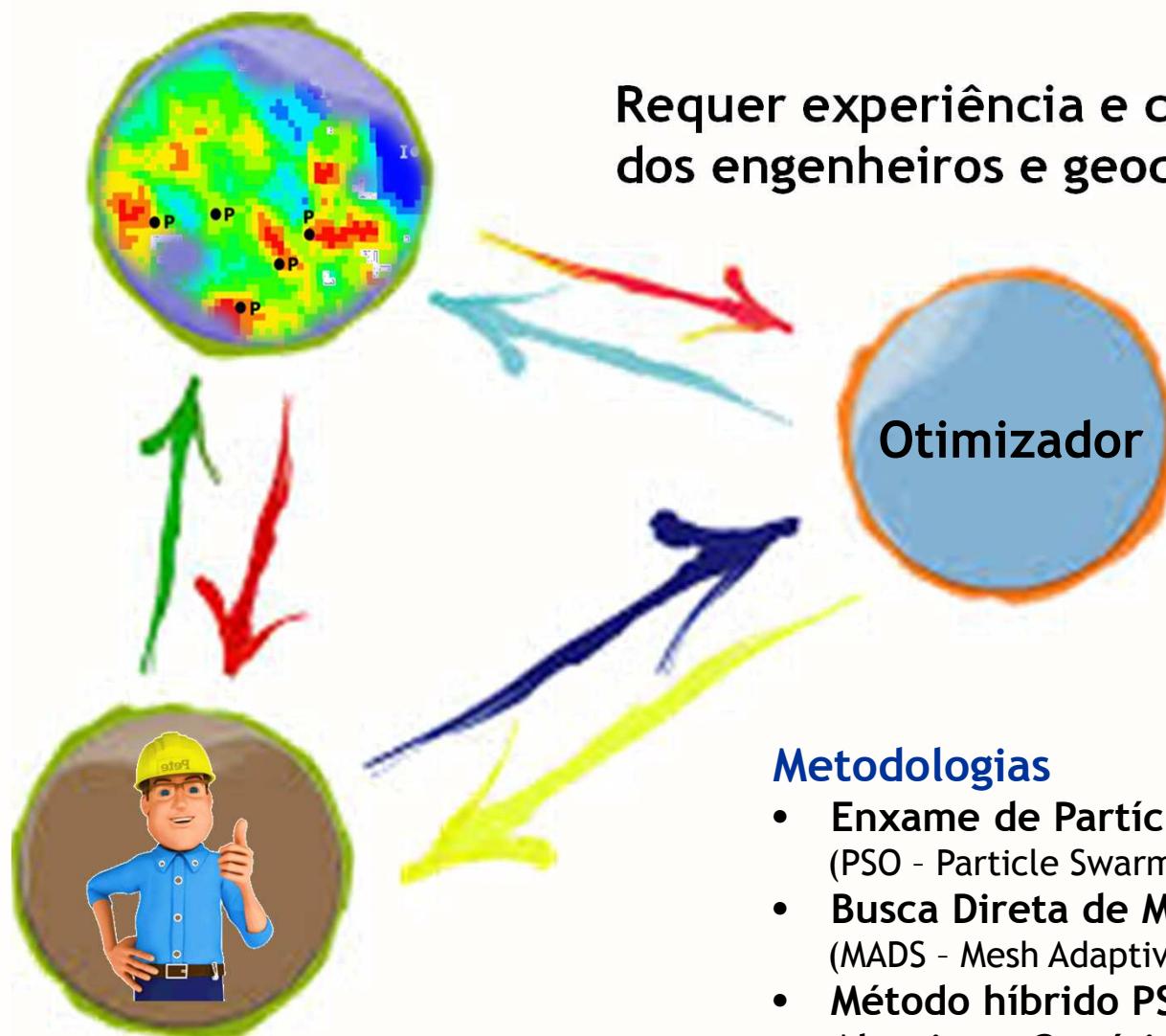
- Companhias de Petróleo
- Companhias de Serviços
- Institutos de Pesquisas
- Universidades

3. Tecnologias

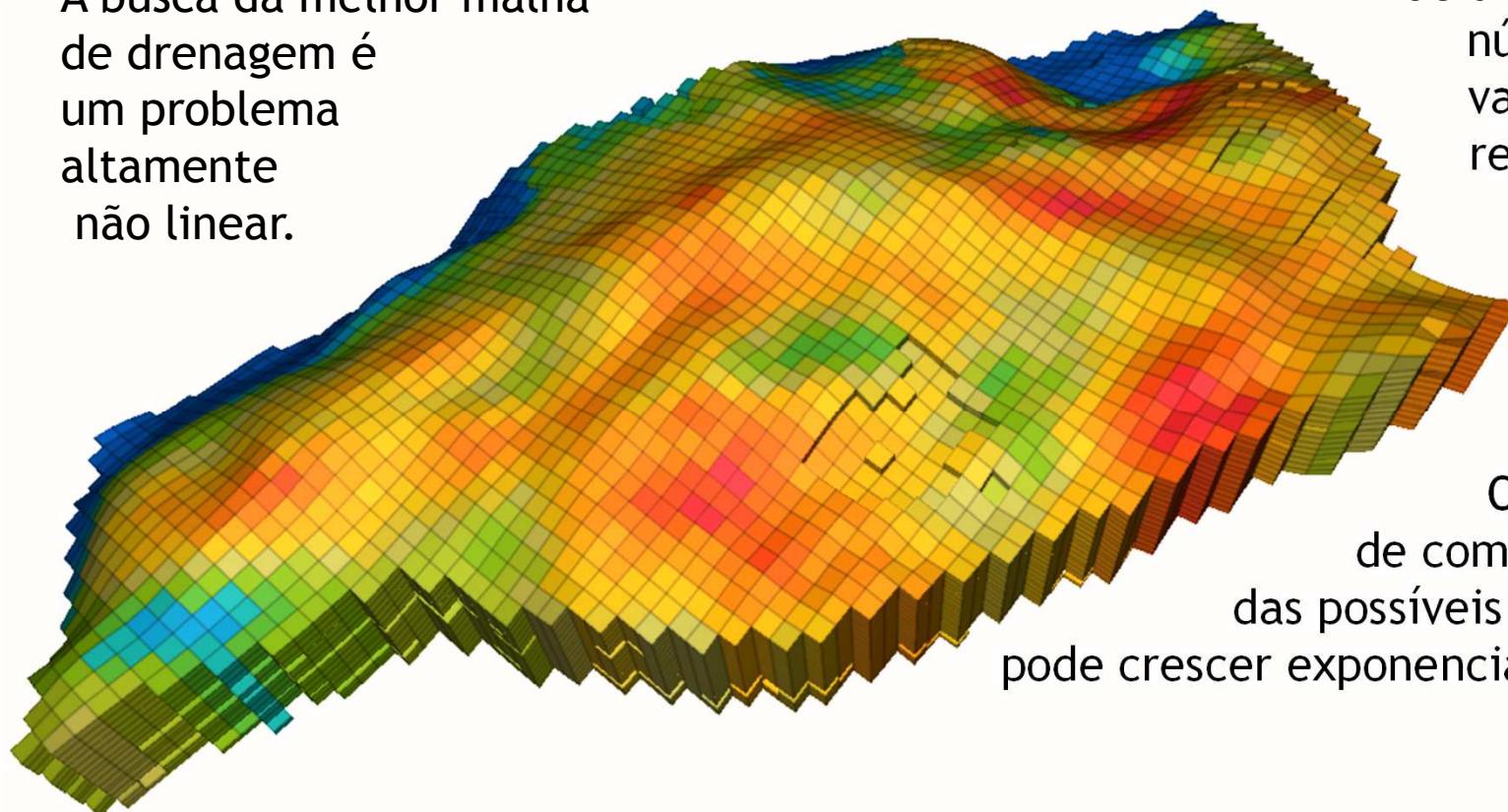
4. Discussão

- ✓ Otimização da Malha de Drenagem
- ✓ Otimização do Gerenciamento da Produção
- ✓ Métodos de EOR
 - WAG
 - Injeção de Água com Salinidade Ajustada
 - Polímeros
 - Nanotecnologia

- ✓ Otimização da Malha de Drenagem
- ✓ Otimização do Gerenciamento da Produção
- ✓ Métodos de EOR
 - WAG
 - Injeção de Água com Salinidade Ajustada
 - Polímeros
 - Nanotecnologia



A busca da melhor malha de drenagem é um problema altamente não linear.



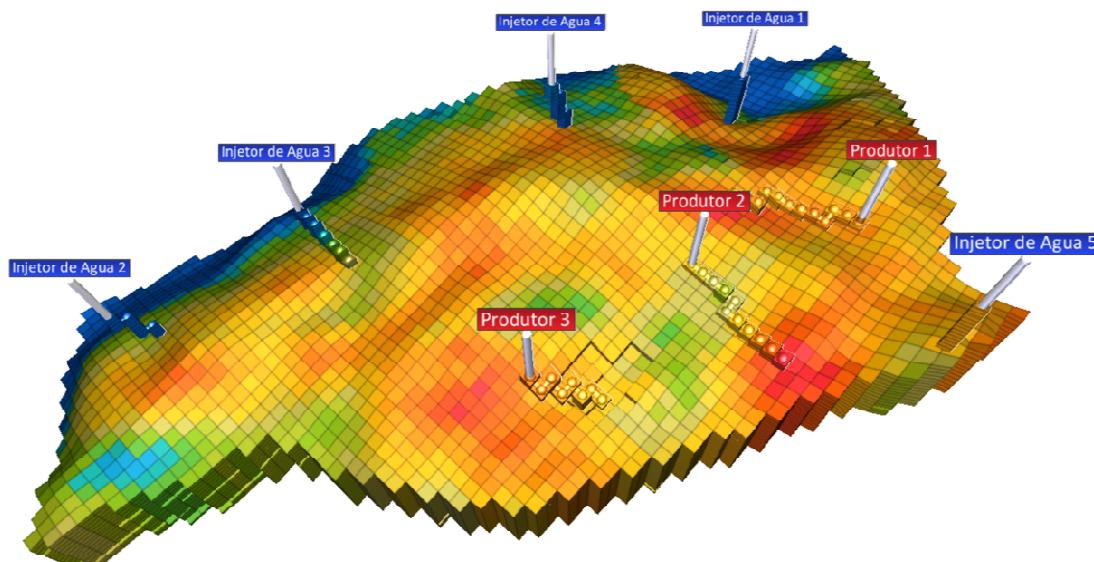
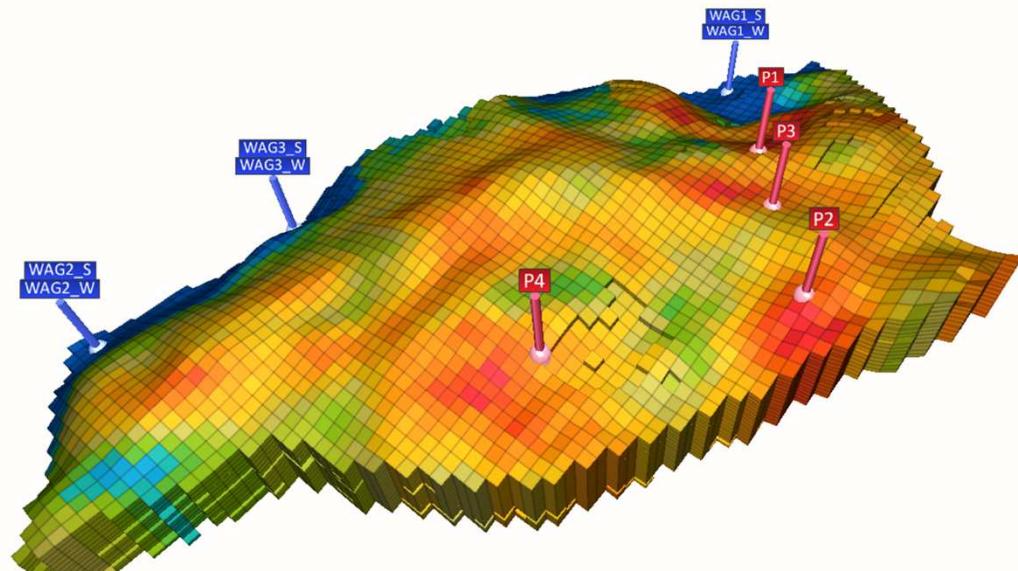
Depende de um grande número de variáveis e restrições.

O número de combinações das possíveis soluções pode crescer exponencialmente.

Problema de difícil solução.

Estratégias de produção

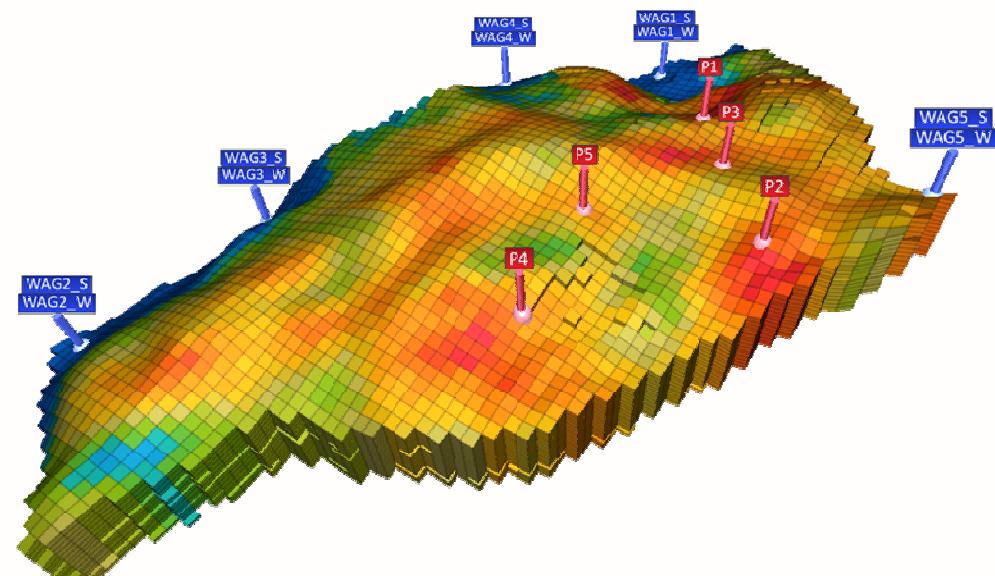
- ✓ Depleção primária
- ✓ Injeção de água
- ✓ Injeção de gás
- ✓ WAG HC CO₂



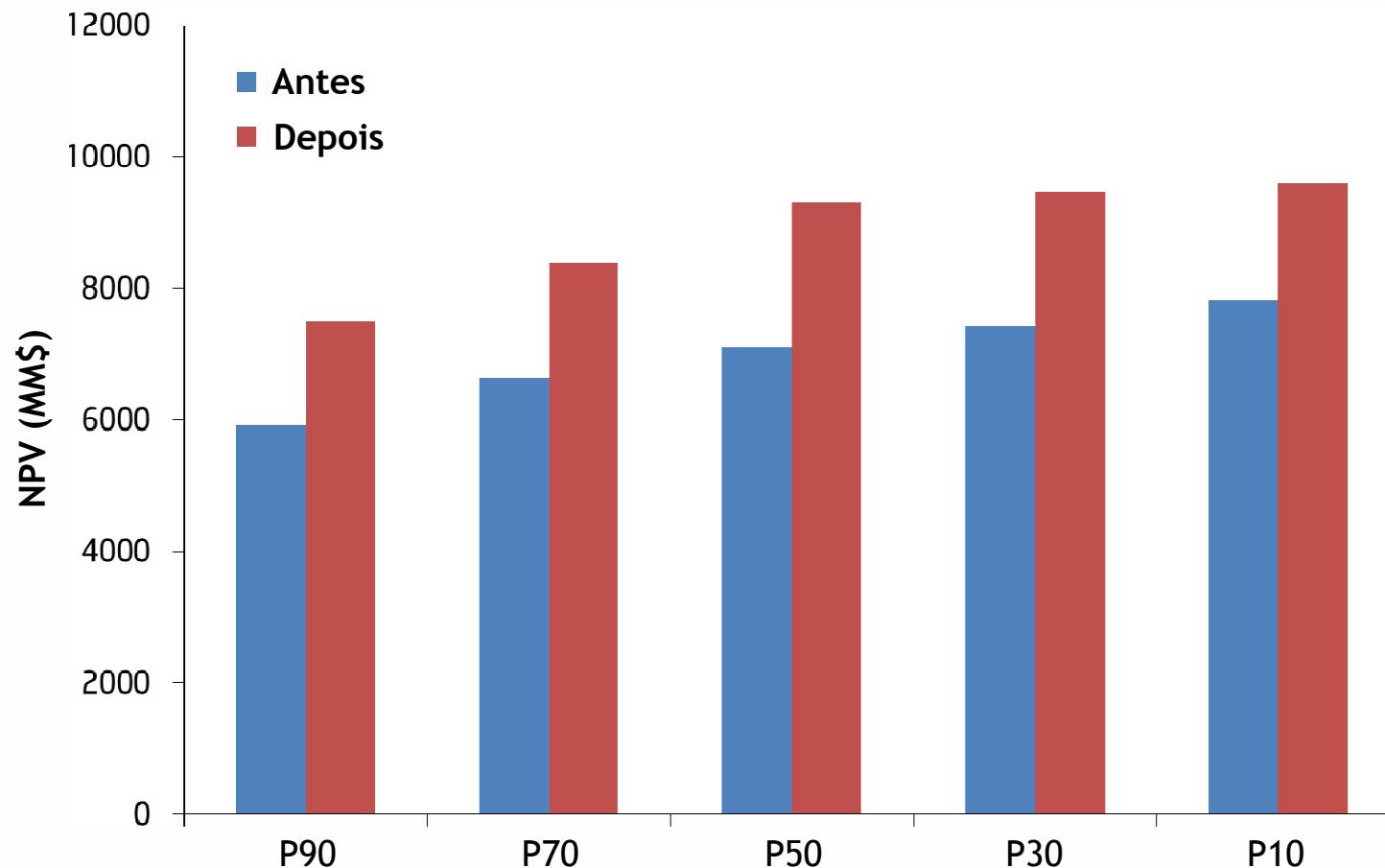
Tipos de poços

- ✓ Quantidade
- ✓ Trajetória
- ✓ Comprimento do trecho completado

Otimização da produção de hidrocarbonetos considerando as características do reservatório e características operacionais

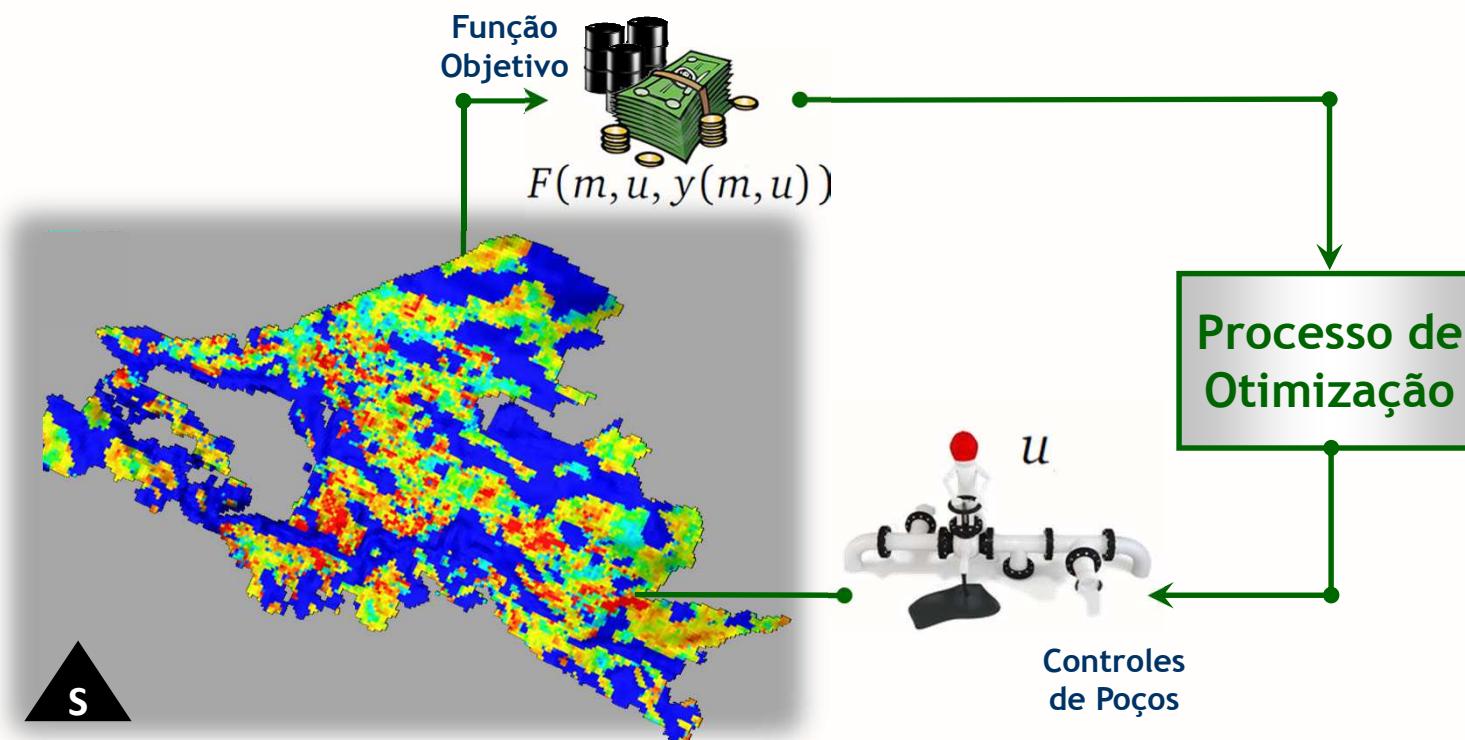


5 Realizações (5-Spot)

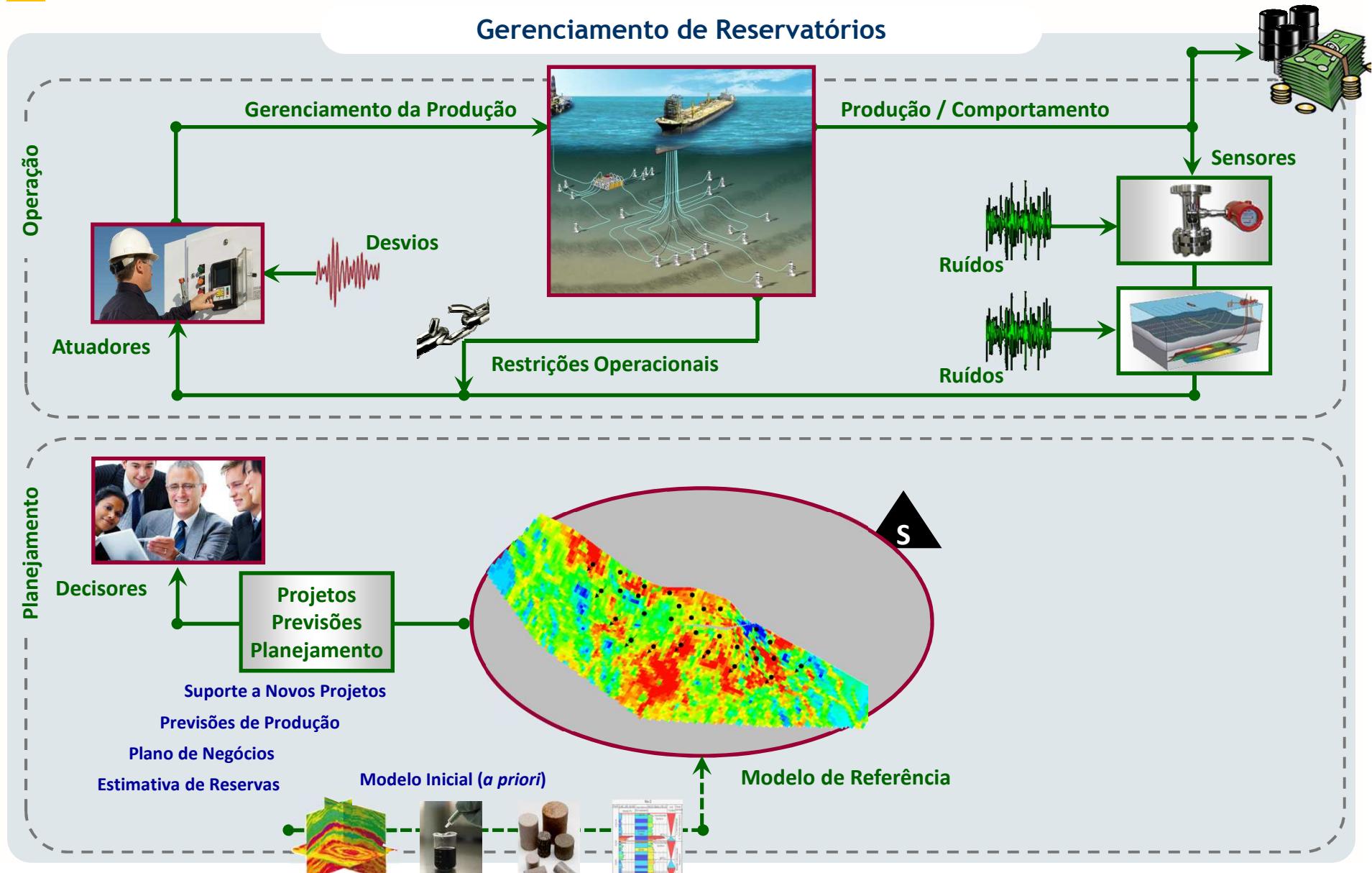


- ✓ Otimização da Malha de Drenagem
- ✓ Otimização do Gerenciamento da Produção
- ✓ Métodos de EOR
 - WAG
 - Injeção de Água com Salinidade Ajustada
 - Polímeros
 - Nanotecnologia

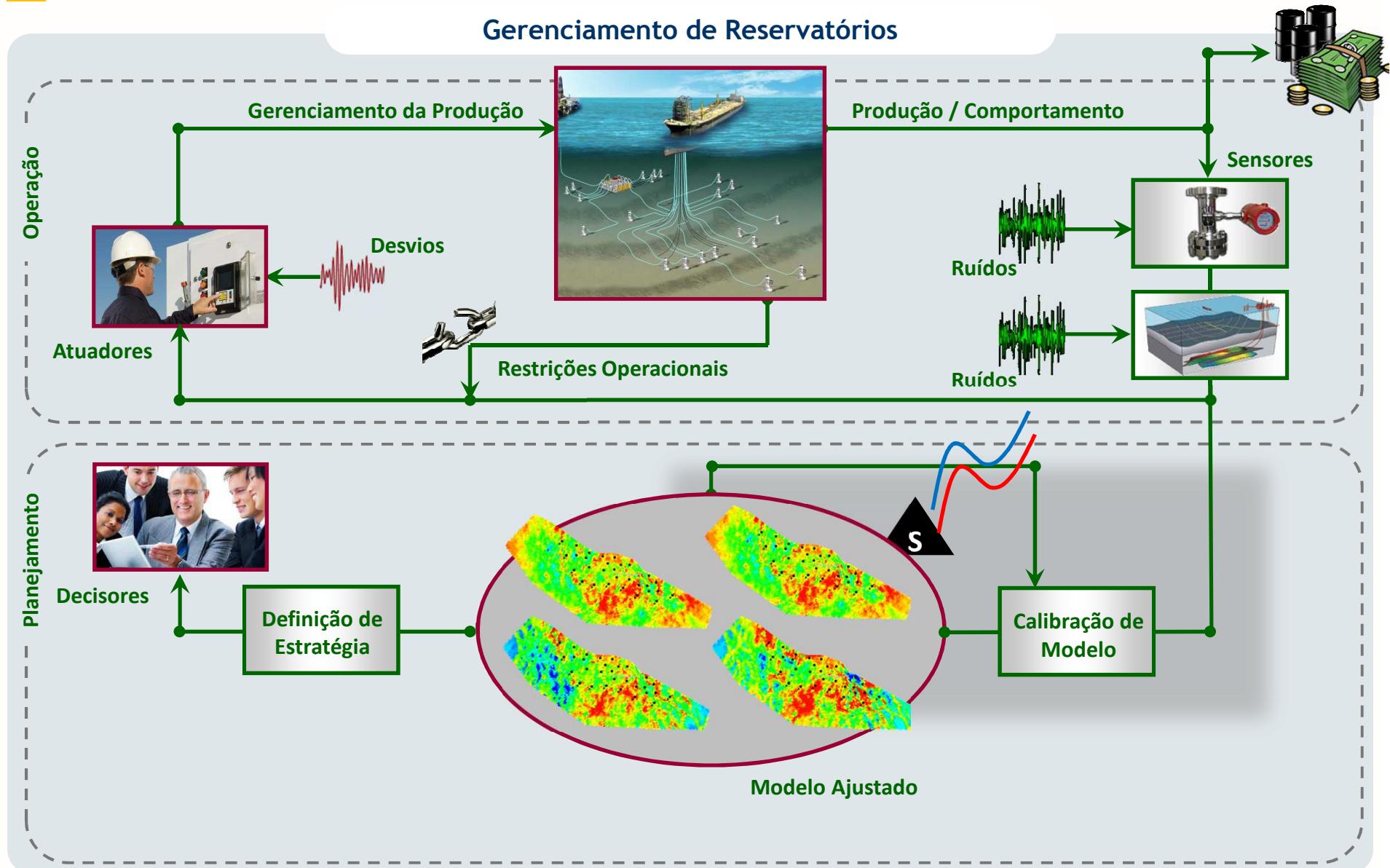
Sistema para gerenciamento ótimo de reservatórios, considerando o controle de poços (e válvulas) produtores e injetores ao longo da vida do campo.



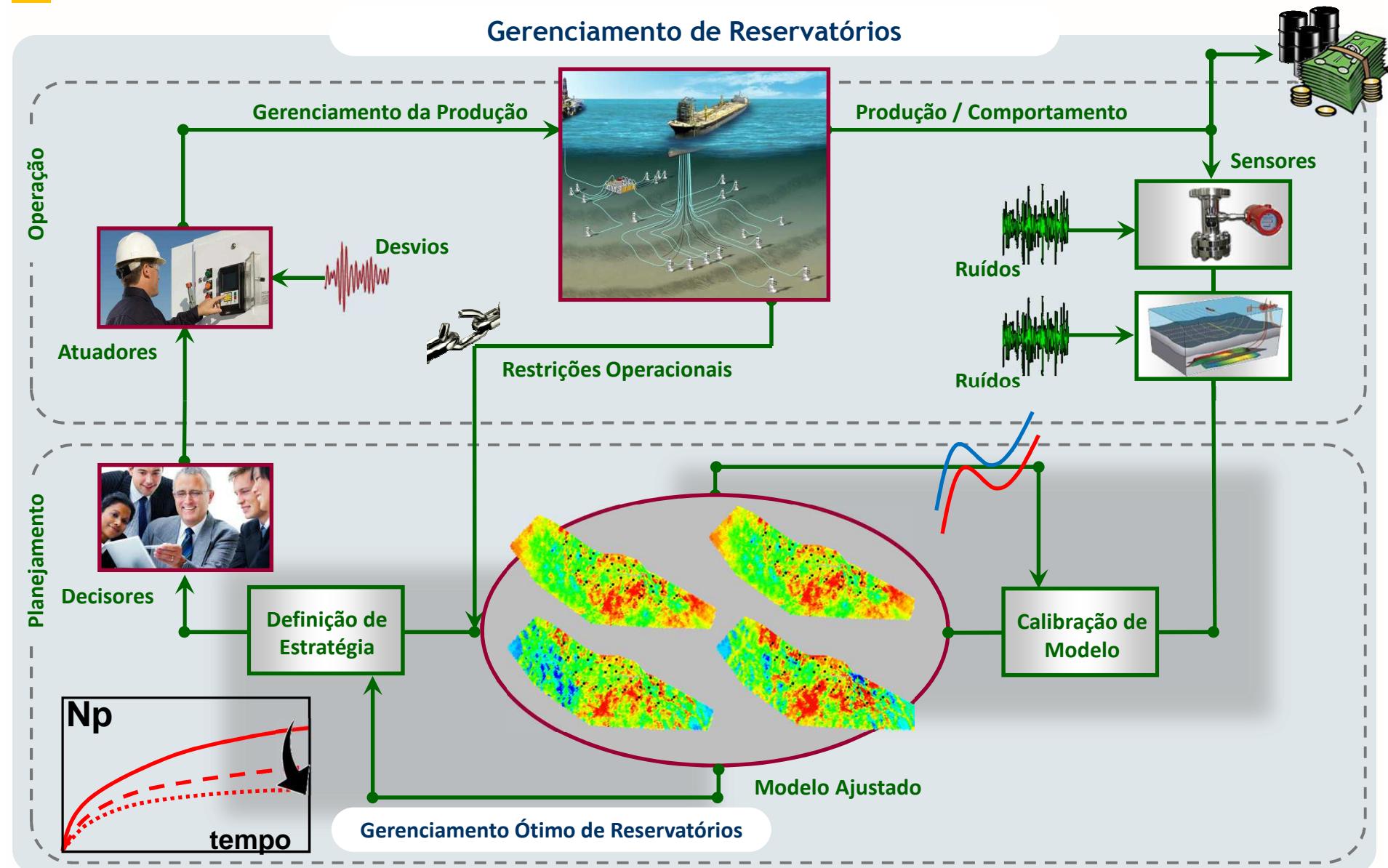
Otimização do Gerenciamento da Produção



Otimização do Gerenciamento da Produção



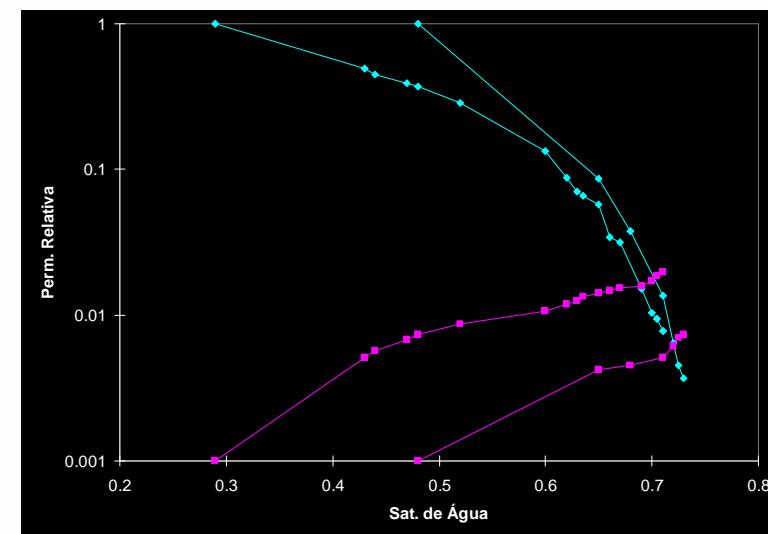
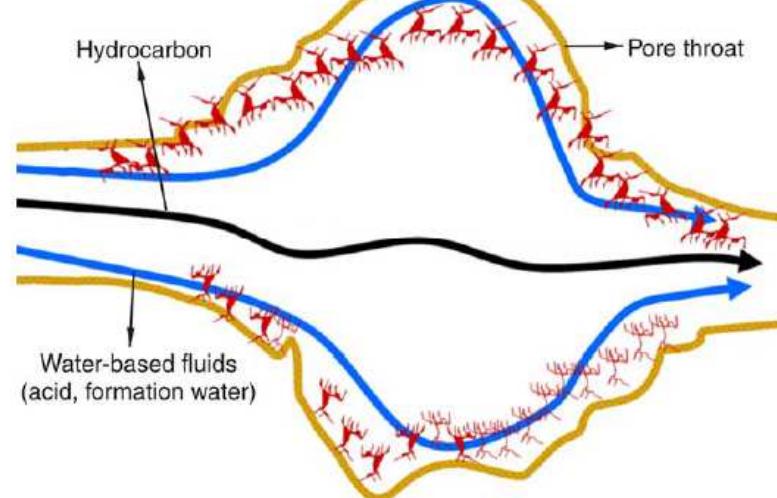
Otimização do Gerenciamento da Produção



- ✓ Otimização da Malha de Drenagem
- ✓ Otimização do Gerenciamento da Produção
- ✓ Métodos de EOR
 - Polímeros
 - Injeção de Água com Salinidade Otimizada
 - WAG
 - Nanotecnologia

Polímero RPM

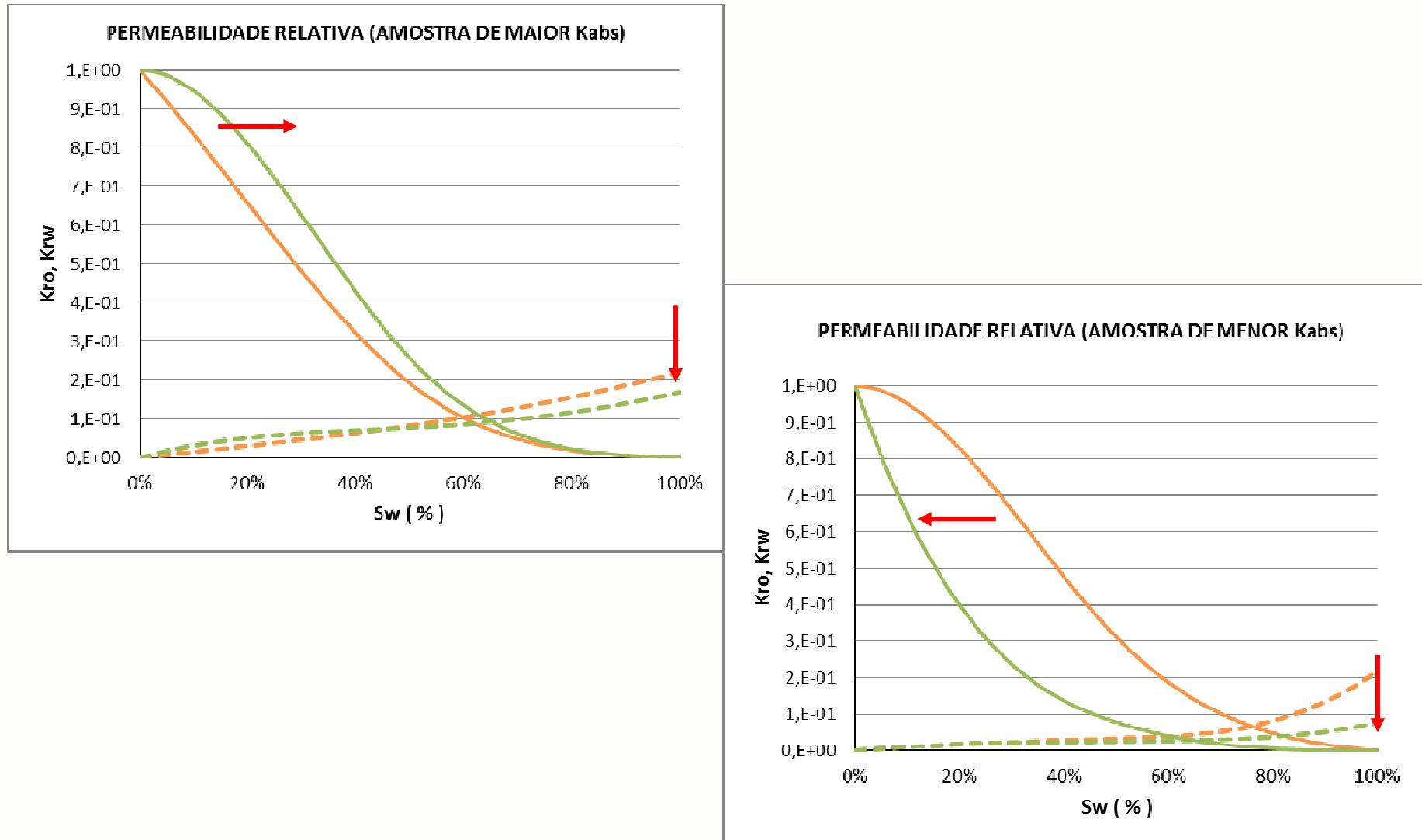
- Utilização de polímeros modificadores de permeabilidade relativa (RPM) que adsorvem na rocha e tem características hidrofílicas (expandem na presença de água), reduzindo a permeabilidade à água e afetando pouco a permeabilidade aos hidrocarbonetos.
- Resultados esperados - Redução do BSW, redução da razão água-óleo e possível ganho de óleo (plataformas topadas).



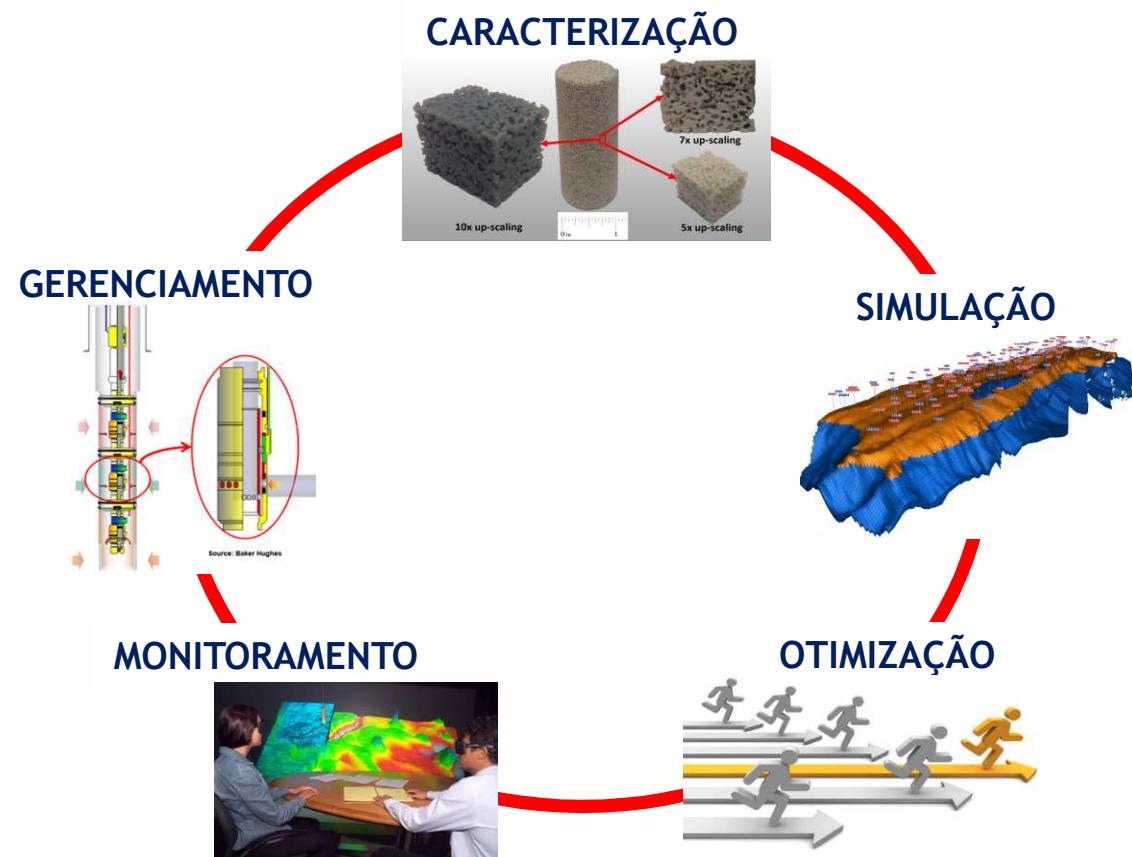
- Teste de embebição espontânea
- Teste de superfície
- Teste de deslocamento em meio poroso



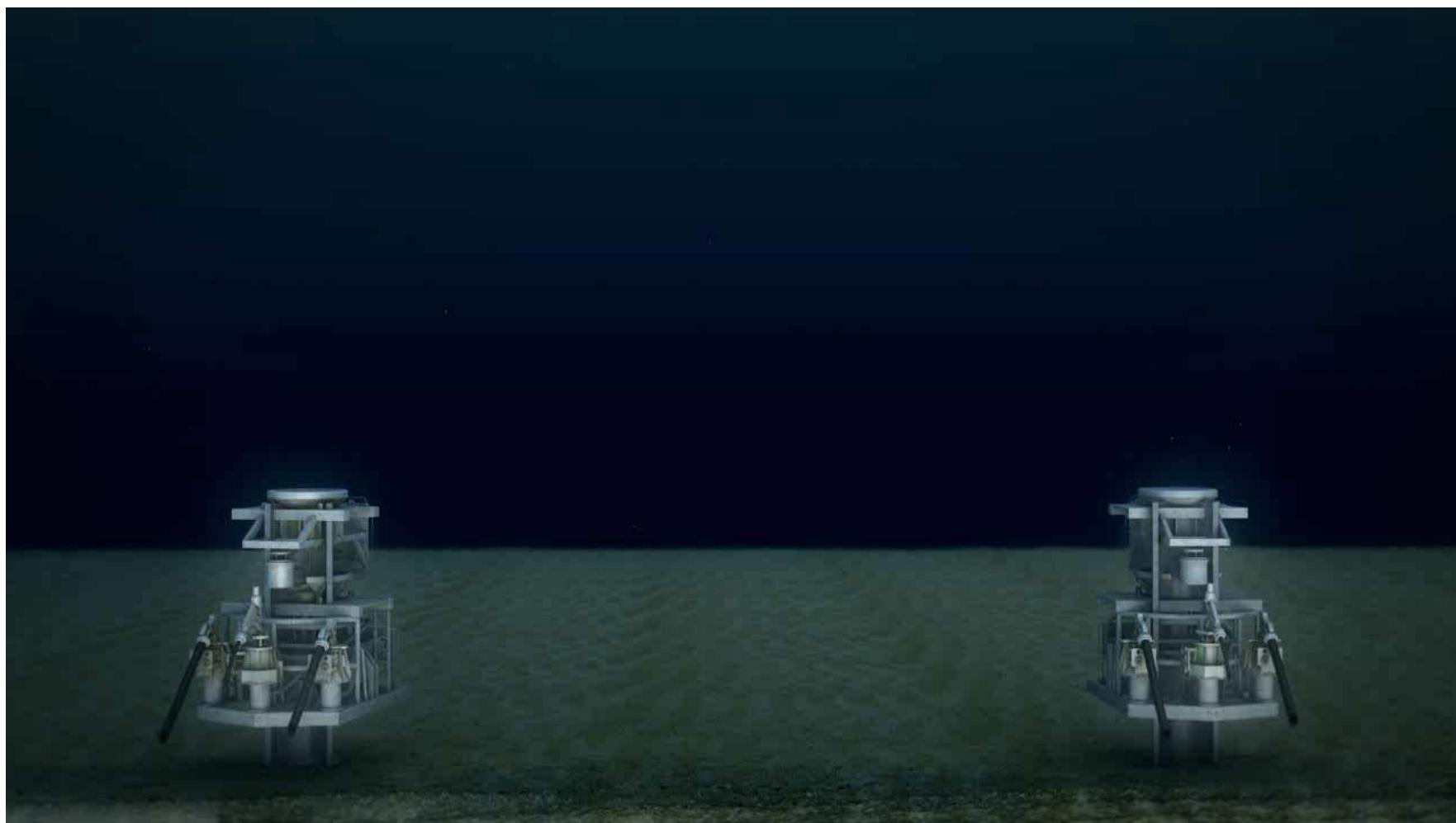
Água Otimizada



- Gás remove o óleo da rocha melhor do que a água ...
- ... mas somente nas porções de rocha por onde ele flui...
- ... o problema é que, por ser pouco viscoso, ele não flui por toda a rocha...
- tende a escoar por caminhos preferenciais



WAG



A injeção alternada com água aumenta o contato do gás com o óleo.



WAG - Laboratório



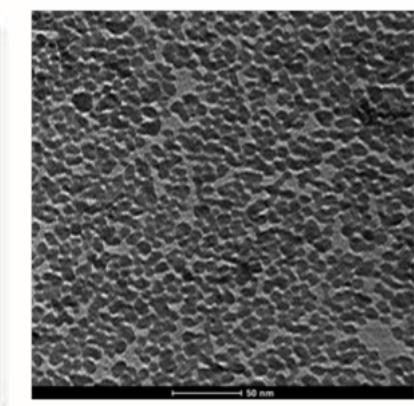
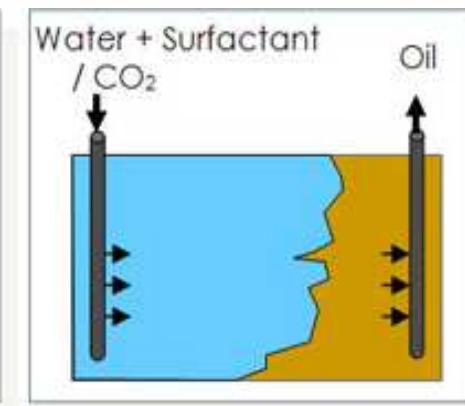
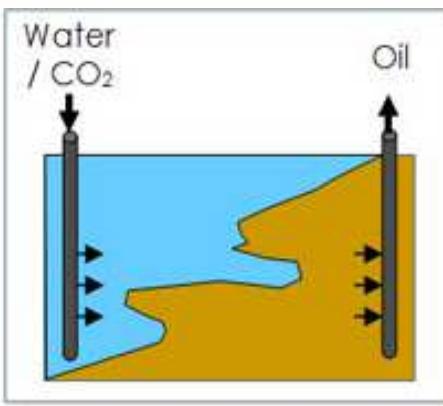
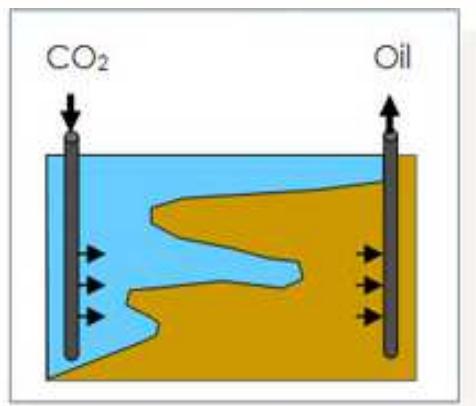
- Capacidade de bombeio isolado, simultâneo ou alternado de água, óleo e gás
- Pressões de poros de até 10000 psi, temperaturas de até 150C e pressões de overburden de até 20000 psi.
- Trabalho com CO₂
- Monitoramento e controle computadorizados.

- Caracterização do escoamento multifásico WAG na rocha-reservatório;
- Avaliação do fator de recuperação incremental em escala laboratorial;
- Avaliação das injetividades de gás e água;
- Auxílio na mitigação de eventuais problemas operacionais (ex: perda de injetividade).



WAG - Espumas

- Aumentar o desempenho do método WAG
- Retardar a produção de gás
- Prevenir a formação de cone gás
- Bloqueio de canais de alta permeabilidade
- Aplicação no pré-sal



10-25-50-80 ml/min

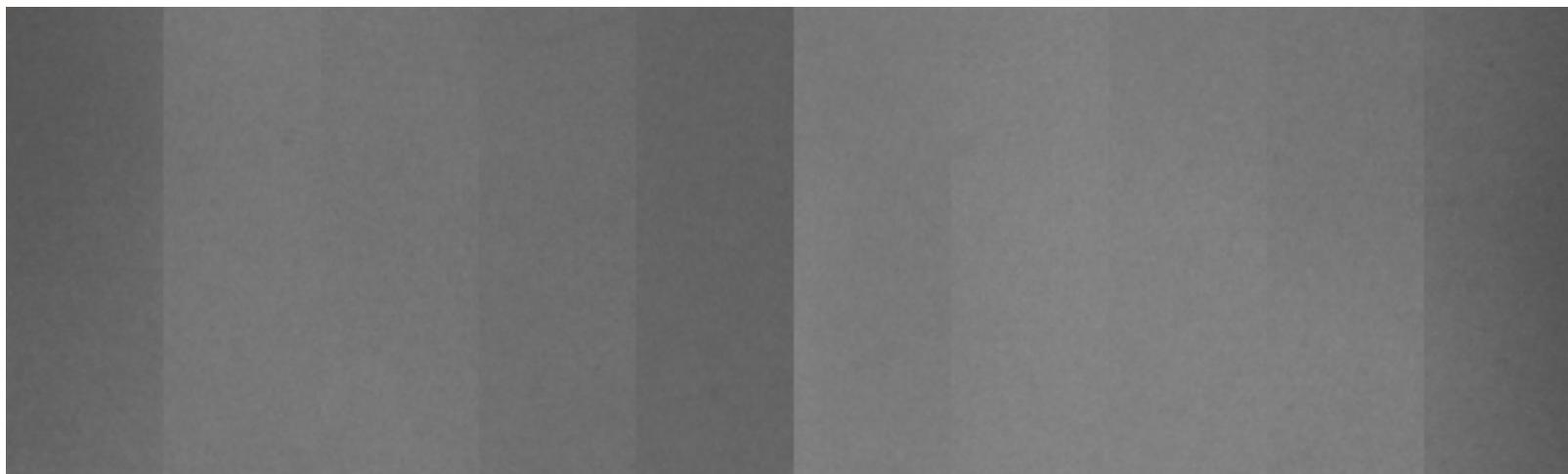


10-25-50-80 ml/min

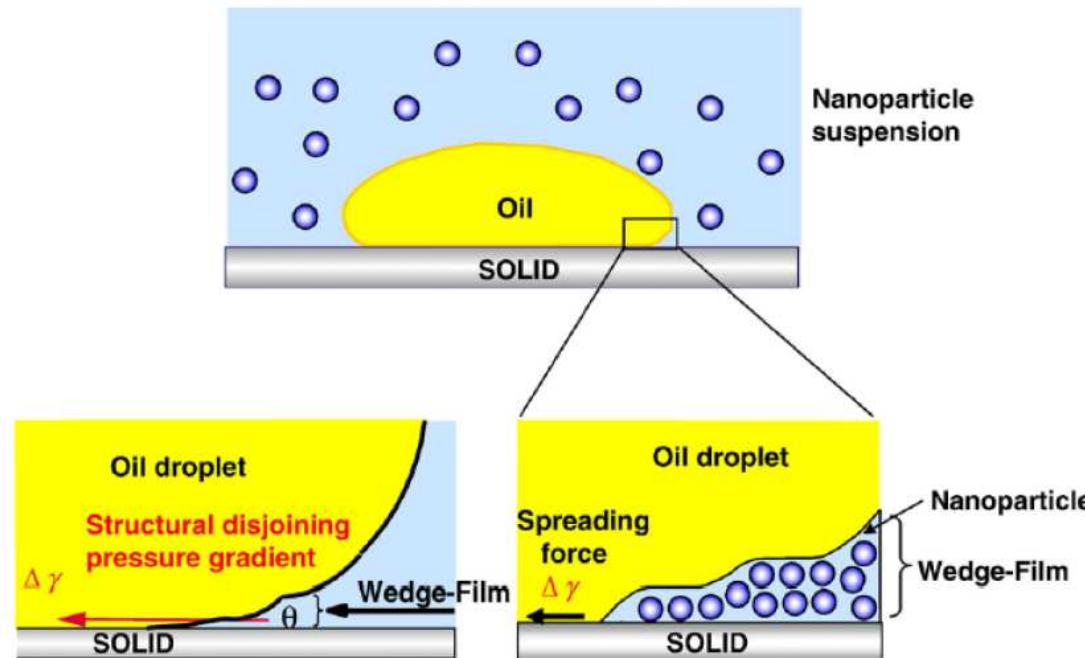


50ml/min

WAG - Espumas

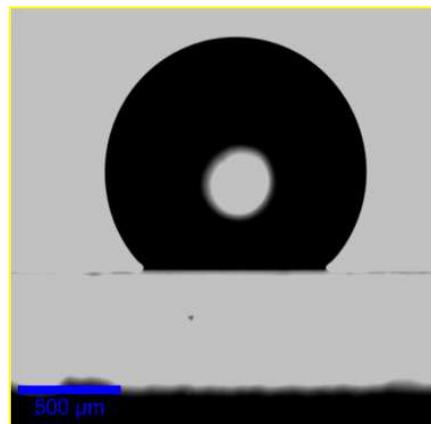


Nanopartículas para EOR

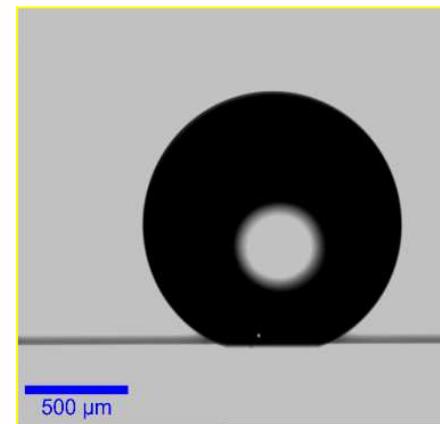


Wasan, D. T. and Nikolov, A. D. Spreading of nanouids on solids. *Nature*, 423(6936):156{159, 2003.
ISSN 0028-0836. doi: <http://dx.doi.org/10.1038/nature01591>.

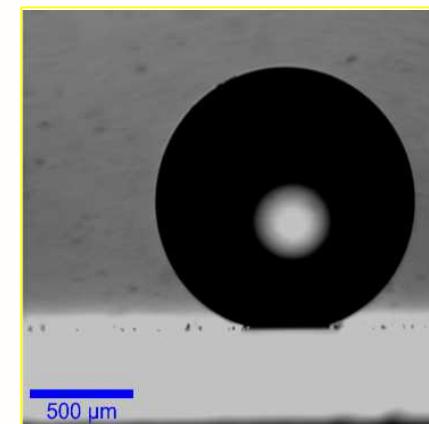
Nanopartículas para EOR



$\theta = 140,2^\circ$
Dodecano/Água

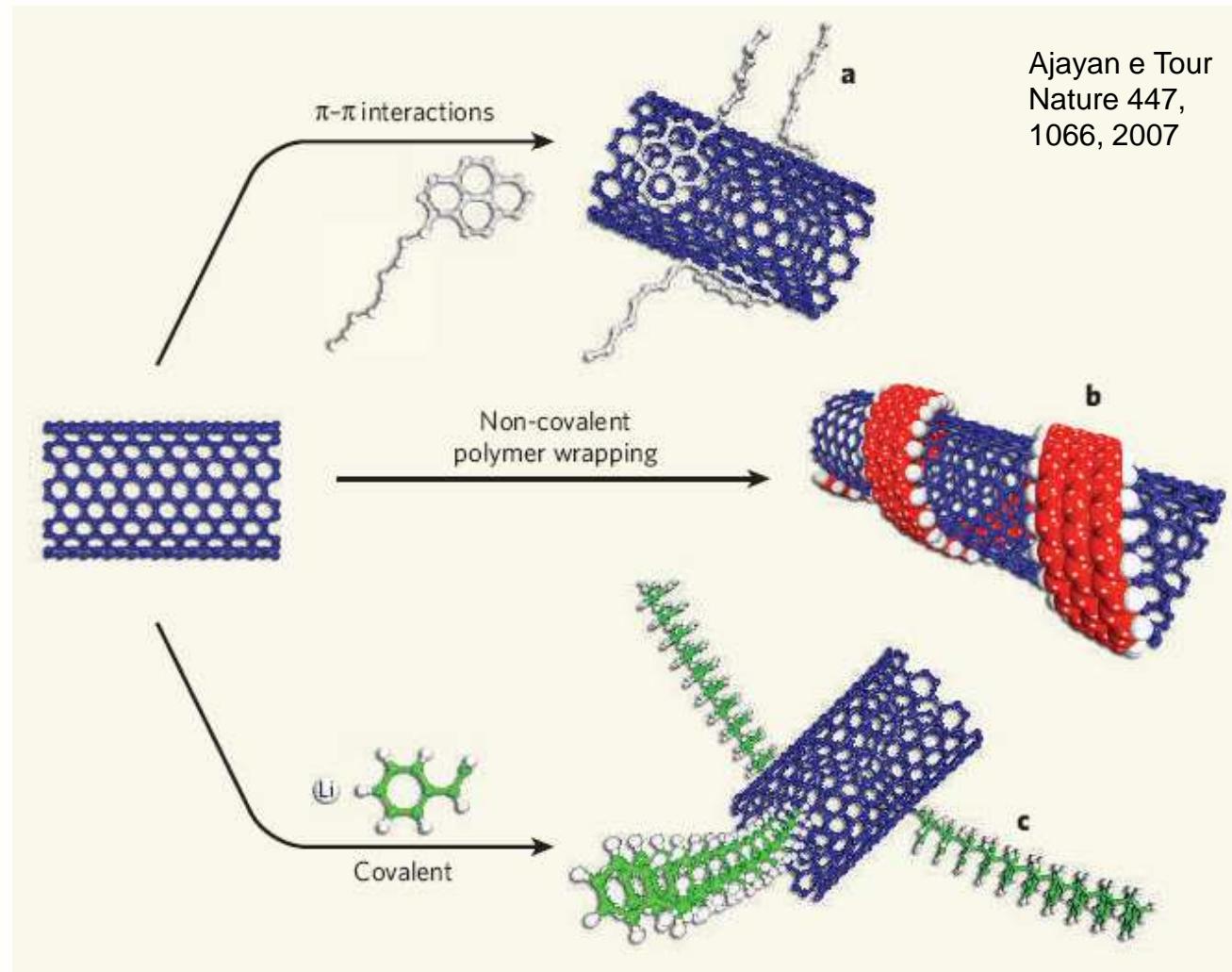


$\theta = 155,5^\circ$
[TiO_2] 0,0075%

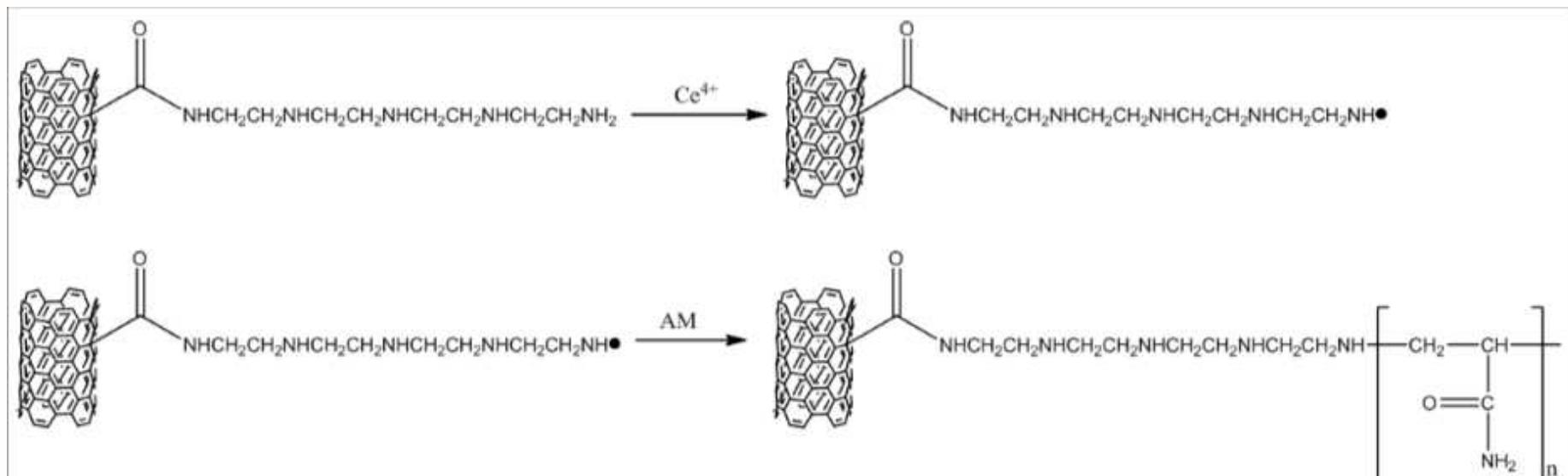


$\theta = 165,3^\circ$
[TiO_2] 0,025%

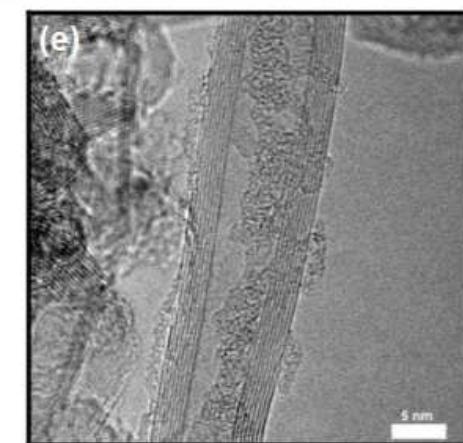
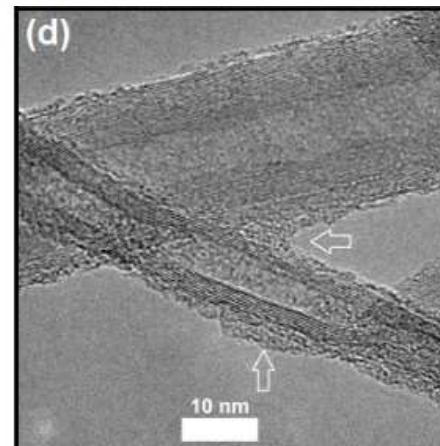
Nanotubos de Carbono - Estabilidade de Polímeros



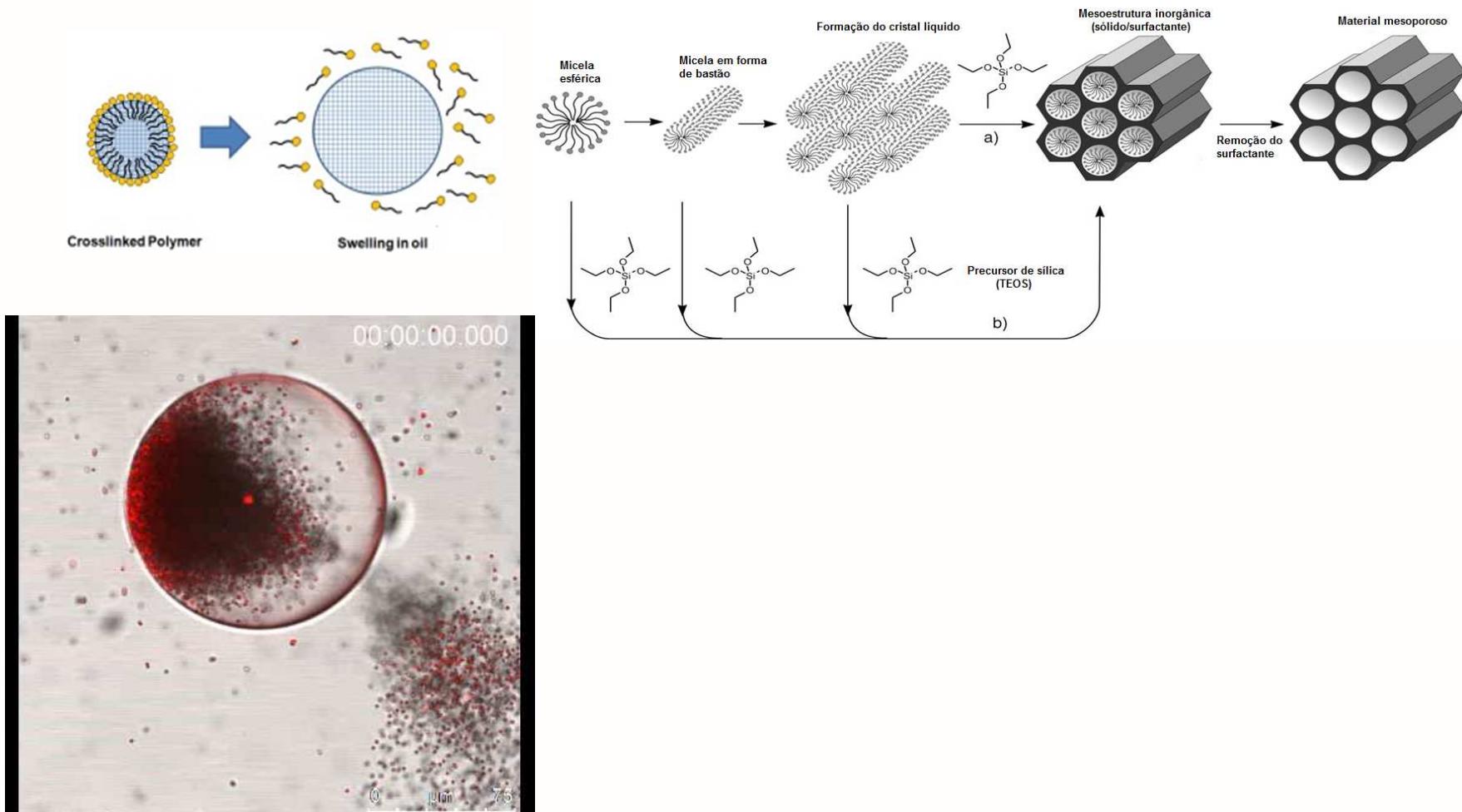
Poliacrilamida funcionalizada com CNT



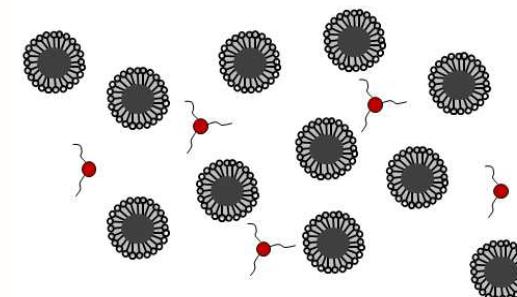
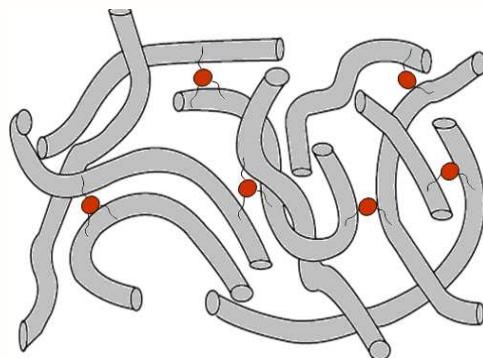
Solução aquosa com
alta viscosidade



Encapsulamento de agentes para EOR



Micelas Alongadas - Surfactante Viscosificante



Efeito
de Verrido



Efeito de
Deslocamento

Agenda

1. Introdução

2. Parcerias

- Companhias de Petróleo
- Companhias de Serviços
- Institutos de Pesquisas
- Universidades

3. Tecnologias

4. Discussão

Conclusão

O Impacto do Incremento de Parcerias e Introdução das Tecnologias de IOR e EOR:

- Otimização de Projetos D&P e Produção
- Mitigação de Riscos
- Redução de Custos
- Aumento do VPL

Obrigado

NP-2

