

UNISANTA PÓS-GRADUAÇÃO ENGENHARIA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

# DESAFIOS DA PERFURAÇÃO EM CENÁRIOS PRÉ-SAL

- ✓ MARCELO LEOPOLDO SILVA
- ✓ SIRLEY DONIZETE GONZAGA DA SILVA
- ✓ SYDNEY GONÇALVES DA SILVA
- ✓ ROBERTO NOGUEIRA DA SILVA

UNISANTA PÓS-GRADUAÇÃO ENGENHARIA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

## DESAFIOS DA PERFURAÇÃO EM CENÁRIOS PRÉ-SAL

- Introdução
- Propriedades da Formação Salinas
- Histórico da Perfuração no Pré-Sal
- Metodologia da Interpretação Geofísica
- Tecnologias Aplicadas na Geofísica
- Principais Problemas Durante a Perfuração da Camada Salina
- Aperfeiçoamentos Tecnológicos na Prospecção Pré-Sal
- Tecnologia de Fluídos
- Fluídos de Perfuração
- Estratégias de Perfuração Frente ao Sal
- Desafios dos Reservatórios do Pré-Sal na Bacia de Santos

UNISANTA PÓS-GRADUAÇÃO ENGENHARIA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

# Introdução

UNISANTA PÓS-GRADUAÇÃO ENGENHARIA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

## Introdução

- ✓ Pré Sal é a denominação dada pelos Geólogos a camada de petróleo existente abaixo de um enorme e espesso lençol de sal, lembrando que os Geólogos ordenam o planeta de baixo para cima.

UNISANTA PÓS-GRADUAÇÃO ENGENHARIA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

## Introdução

- ✓ A história da formação do Pré Sal se inicia a mais de 100 milhões de anos atrás, quando poderosas forças subjacentes separou o supercontinente Gondwana, formando os Continentes Sul-Americano e Africano em meio a intenso vulcanismo.

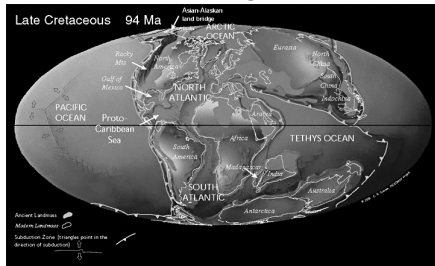
UNISANTA PÓS-GRADUAÇÃO ENGENHARIA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

## Introdução

Late Jurassic 152 Ma

O grande Continente Gondwana

## Introdução



Os Continentes Sul-americano e Africano já separados

## Introdução

- ✓ No início grandes lagos intracontinentais estabeleceram-se nas fendas e fissuras da crosta. Depois o mar penetrou entre as placas, formando um golfo estreito e alongado, predecessor do Oceano Atlântico. Nos lagos formados depositaram-se sedimentos finos, ricos em matéria orgânica e sobre esses depositou-se rochas carbonáticas

## Introdução

- ✓ Ao final da deposição das rochas carbonáticas inicia-se a precipitação do sal relacionada a fase de mar restrito.
- ✓ E durante um período de 90 a 20 milhões de anos atrás, onde se formariam futuramente as Bacias de Campos e de Santos, ocorreram diversos eventos catastróficos da natureza (Terremotos, desmoronamentos submarinos, cheias e tempestades)

## Introdução

- ✓ Os quais agitaram o oceano e a cada ocorrência grandes fluxos de sedimentos eram depositados nas águas profundas daquelas bacias, chamadas correntes de turbidez.
- ✓ Estas correntes depositavam no solo grandes quantidades de sedimentos lamas, areia e cascalho, os quais se uniram ao longo dos anos e se transformaram nas rochas conhecidas como arenitos e conglomerados (chamadas formações turbidíticas, que são excelentes reservatórios de petróleo) que se situam acima da camada de sal.

## Introdução

- ✓ Quanto aos Carbonatos do Pré-Sal brasileiro tem origem no carbonato de cálcio ( $\text{CaCO}_3$ ) produzido por cianobactérias e outros organismos (Não há reservatórios similares no mundo como referência).

## Introdução

- ✓ Na próxima década uma parte considerável da exploração de petróleo será realizada em bacias denominadas por estruturas salinas.
- ✓ A rocha evaporito, também chamada simplesmente de Sal, é encontrada em muitas bacias de hidrocarbonetos no mundo.

## Introdução

- ✓ A Bacia de Santos, uma das bacias mais promissoras do Brasil, recentemente teve o descobrimento de petróleo leve de 30º API (Instituto Americano de Petróleo), este reservatório de alta produtividade está situado numa lâmina d'água de aproximadamente 2.000 metros, profundidade final em torno de 6.000 metros, numa camada denominada de Pré-Sal, ou seja, embaixo de uma camada de sal de 2.000 metros de espessura.

## Introdução

- ✓ A complexidade destes corpos salinos e os profundos reservatórios requerem não somente altos custos de desenvolvimento, mas também uma tecnologia inovadora para alcançar os reservatórios, sendo necessário a utilização de procedimentos especiais para perfuração através de evaporitos

## Propriedades da Formação Salina

### Propriedades da Formação Salina

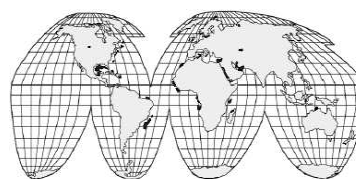
- ✓ Os sais pertencem a um grupo de rochas sedimentares chamadas evaporitos, que apresenta camadas de minerais salinos, sendo o principal a halita, estes sais são depositados diretamente de salmouras em condições de forte evaporação e precipitação de bacias de sedimentação restritas e quentes.

### Propriedades da Formação Salina

- ✓ A precipitação do sal acontece quando o soluto atinge o ponto de saturação salina daquele componente.
- ✓ Desta maneira a deposição de camadas salinas ocorre em uma seqüência ou sucessão de salinização progressiva da bacia de deposição, dos sais menos solúveis para os mais solúveis; por exemplo, gipsita e anidrita nas camadas inferiores, halita, silvita e carnalita nas camadas superiores.

### Propriedades da Formação Salina

- ✓ Os evaporitos são encontrados em várias bacias de hidrocarbonetos ao redor do mundo, como pode ser visualizado na figura.



Maiores depósitos globais de evaporitos estão indicadas pelas áreas escuras

## Propriedades da Formação Salina

- ✓ Existem depósitos significantes nas águas profundas do golfo do México e em regiões "offshore" do oeste da África e leste do Brasil, no Sul do Mar do Norte, Egito e Oriente Médio.
- ✓ Devido à sua estrutura cristalina, os sais estão sujeitos ao fenômeno de fluência.
- ✓ Esse comportamento é influenciado sensivelmente pela espessura da camada, temperatura da formação, composição mineralógica, conteúdo de água, presença de impurezas e tensão desviadora aplicada ao corpo salino.

## Propriedades da Formação Salina

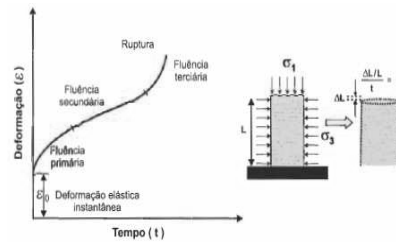
- ✓ Carbonetos e sulfatos são essencialmente imóveis.
- ✓ Os cloretos que contém água (bischofita, carnalita e taquidrita) apresentam as maiores taxas de fluência, movendo-se para dentro do poço assim que estabelece a cavidade cilíndrica, enquanto que a halita, o sal mais comum na natureza, é menos móvel.

## Propriedades da Formação Salina

- ✓ Contudo, a halita, pode apresentar taxas de fluência consideráveis, dependendo das condições a que está submetida.
- ✓ Na bacia de Campos já foi constatada taxa de fechamento da ordem de 0,05 pol/hora – uma polegada em 20 horas.

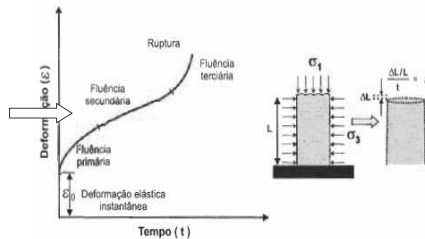
## Propriedades da Formação Salina

- ✓ Uma curva típica de fluência de evaporitos apresenta três estágios, conforme figura.



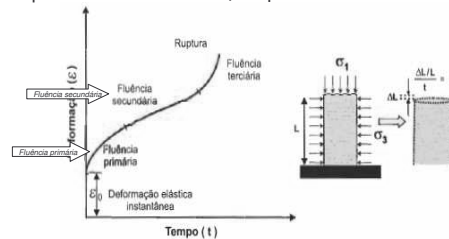
## Propriedades da Formação Salina

- ✓ Esta deformação decresce ao longo do tempo até atingir uma taxa constante.



## Propriedades da Formação Salina

- ✓ Estes dois estágios são chamados de regimes transitente e permanente de fluência ou fluência primária e secundária, respectivamente.



**UNISANTA** PÓS-GRADUAÇÃO ENGENHARIA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

## Propriedades da Formação Salina

- ✓ O último estágio, chamado de fluência terciária, fica evidente pela aceleração da taxa de **deformação**, que causa a dilatação do arcabouço mineral da rocha pelo aumento do seu volume por meio de micro fraturas, resultando na ruptura do material.

**UNISANTA** PÓS-GRADUAÇÃO ENGENHARIA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

## Propriedades da Formação Salina

- ✓ Na fig. abaixo temos ilustrado os ensaios de fluência dos sais solúveis halita, carnalita e taquidrita, quando submetidos a uma tensão desviadora de 10 MPa (1.415 psi) e temperatura de 86° C.

**UNISANTA** PÓS-GRADUAÇÃO ENGENHARIA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

## Propriedades da Formação Salina

- ✓ Com 160 horas de ensaio, as deformações axiais específicas obtidas foram, respectivamente, 0,0014, 0,055 e 0,15.

**UNISANTA** PÓS-GRADUAÇÃO ENGENHARIA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

## Propriedades da Formação Salina

- ✓ Podemos observar com esses resultados que a taxa de mobilidade da taquidrita é de aproximadamente 107 vezes maior que a da halita e, aproximadamente 2,7 vezes maior que a da carnalita.

**UNISANTA** PÓS-GRADUAÇÃO ENGENHARIA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

## Propriedades da Formação Salina

- ✓ Estes resultados alertam para que medidas preventivas sejam tomadas quando da presença de camadas de taquidrita na trajetória do poço, evitando a ocorrência de problemas durante a perfuração.

**UNISANTA** PÓS-GRADUAÇÃO ENGENHARIA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

## Propriedades da Formação Salina

- ✓ Outra característica dos sais é a alta condutividade térmica (de duas a três vezes maior que de outros sedimentos), o que faz com que o gradiente geotérmico numa seção salina seja menor do que os das formações acima e abaixo dela, outras propriedades importantes estão apresentadas na tabela abaixo.

## Propriedades da Formação Salina

Sal	Solubilidade (g/100 cm <sup>3</sup> )	Densidade (g/cm <sup>3</sup> )	Tempo de trânsito (μseg/pé)	Porosidade Nêutron (API)	Raio gama (API)
Halita	35.7	2.17	67	0	0
Anidrita	0.21	2.97	50	0	0
Carnalita	64.5	1.60	78	65	200
Taquidrita	--	1.70	74	0	500

Tabela 1 – Algumas propriedades dos sais (Falcão et al. 2008)

## Histórico da Perfuração no Pré-Sal

## Histórico da Perfuração no Pré-Sal



Perfil de um poço atravessando uma formação salina

## Histórico da Perfuração no Pré-Sal

- ✓ Por certo, a melhoria da performance de perfuração e, conseqüentemente, a redução do Custo de perfuração são fatores críticos.
- ✓ A otimização do desenho dos poços, mais adaptados à perfuração de espessas camadas de sal, a especificação de fluidos de perfuração e de brocas, a perfuração de poços com longos trechos horizontais ou inclinados através do sal apresentarão grandes desafios a serem superados

## Histórico da Perfuração no Pré-Sal

- ✓ Além disso, a logística de produção e escoamento e as questões de segurança e meio-ambiente do pré-sal exigirão um reescalonamento em relação as práticas empregadas até hoje na produção offshore brasileira.

## Histórico da Perfuração no Pré-Sal

- ✓ A melhoria do imageamento sísmico e a definição de esquemas de completação capazes de lidar com grandes quantidades de gás carbônico (CO<sub>2</sub>) e altas temperaturas, entre outros fatores, também exigirão um esforço acentuado.

## Histórico da Perfuração no Pré-Sal

- ✓ A exploração no pré-sal vem registrando uma década de sucesso exploratório, no entanto, o caminho exploratório é quase único e complexo.
- ✓ Até 2006, a máxima espessura de sal atravessada na Bacia do Espírito Santo foi de 364m.
- ✓ Poços em terra também atravessam algumas centenas de metros de sal nas Bacia de Sergipe/Alagoas e do Solimões. Na Bacia de Santos já se atingiu 1.993m, anteriormente era 848m.

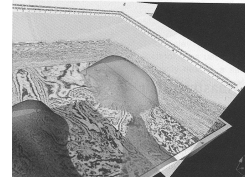
## Histórico da Perfuração no Pré-Sal

- ✓ Com o início da exploração dos prospectos pré-sal nos blocos de águas profundas, camadas mais espessas são esperadas.

## Metodologia de Interpretação Geofísica

## Metodologia de Interpretação Geofísica

- ✓ A figura abaixo é um exemplo de aplicação da sísmica tridimensional.



Interpretação geofísica na prospecção pré-sal

## Metodologia de Interpretação Geofísica

Processamento e interpretação dos dados sísmicos

- ✓ O processamento visa a produção de imagens com máxima fidelidade possível, com isso os geólogos e geofísicos procuram fazer a interpretação dos dados sísmicos de forma a encontrar as situações mais favoráveis à acumulação de hidrocarbonetos.

## Metodologia de Interpretação Geofísica

Processamento e interpretação dos dados sísmicos

Conhecer os paleoambientes sedimentares da área

- ✓ A atividade exploratória é uma atividade de alto risco.
- ✓ A tecnologia sísmica e o conhecimento da região exploratória são essenciais para a redução do risco exploratório.

**UNISANTA** PÓS-GRADUAÇÃO ENGENHARIA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

## Metodologia de Interpretação Geofísica

```

    graph TD
      A[Processamento e interpretação dos dados sísmicos] --> C[Diminuição do risco exploratório]
      B[Conhecer os paleoambientes sedimentares da área] --> C
  
```

**UNISANTA** PÓS-GRADUAÇÃO ENGENHARIA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

## Metodologia de Interpretação Geofísica

- ✓ Problemas encontrados:
  - Interpretar o “topo e a base do sal”
  - Baixa razão sinal ruído. No pré-sal o grande desafio é o imageamento em profundidade dos reservatórios, a quantidade de energia que chega a ele é pequena, devido a profundidade e as distorções provocadas pela superfície do topo do sal.

**UNISANTA** PÓS-GRADUAÇÃO ENGENHARIA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

## Metodologia de Interpretação Geofísica

- ✓ Técnicas empregadas :
  - Controle da geometria do domo de sal utilizando-se da gravimetria e magnetometria.
  - Domínio do campo de velocidades.
  - Conhecimento da evolução tectônica da bacia através do tratamento dos dados sísmicos em 2D e 3D.

**UNISANTA** PÓS-GRADUAÇÃO ENGENHARIA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

## Metodologia de Interpretação Geofísica

- ✓ **Desafio:** O corpo de sal é considerado um corpo homogêneo, com uma única velocidade. Existem regiões em que a massa de sal é formada por mais de um sal.
- ✓ Ferramentas para a construção do modelo de velocidade:
  - Migração em profundidade utilizando a equação da onda (técnica usada para melhor definir o campo das velocidades).

**UNISANTA** PÓS-GRADUAÇÃO ENGENHARIA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

## Metodologia de Interpretação Geofísica

- Gravimetria: utilizada para uma melhor definição do corpo salino.
- Tomografia sísmica: utilizada para refinar o campo de velocidades e permitir uma melhor continuidade e imageamento dos refletores mais profundos.

**UNISANTA** PÓS-GRADUAÇÃO ENGENHARIA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

## Principais Problemas Durante a Perfuração da Camada Salina

### Principais Problemas Durante a Perfuração da Camada Salina

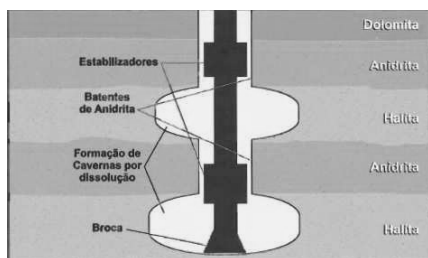
- ✓ As rochas salinas apresentam grandes desafios do ponto de vista operacional.
- ✓ Os principais problemas são:
  - O fechamento dos poços.
  - Torques elevados.
  - Prisão da coluna.
  - Colapso do revestimento, podendo levar a perda do poço.

### Principais Problemas Durante a Perfuração da Camada Salina

#### Soluções encontradas:

- ✓ Fluido à base de água saturada com NaCl.
  - Objetivo: reduzir as frequentes prisão da coluna (Minimiza a dissolução dos sais mais solúveis quando atravessados).
  - Problemas: formação de batentes na parede do poço devido a intercalação de diferentes sais, conforme figura abaixo.

### Principais Problemas Durante a Perfuração da Camada Salina

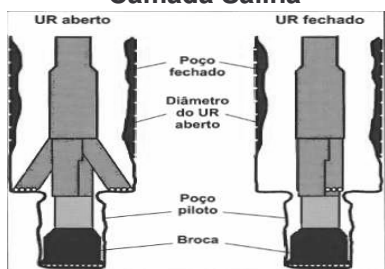


Formação de cavernas e batentes devido a dissolução da halita

### Principais Problemas Durante a Perfuração da Camada Salina

- ✓ Underreamer
  - Objetivo: evitar a prisão da coluna. Equipamento para perfurar e alargar simultaneamente. Mesmo com a mobilidade das rochas havia tempo hábil para concluir o poço.
  - Problemas: Em poços com maior fluência ocorriam prisões da broca.

### Principais Problemas Durante a Perfuração da Camada Salina



Fechamento do poço quando perfurada a camada de sal com a underreamer

### Principais Problemas Durante a Perfuração da Camada Salina



Underreamer instalado acima da broca – aberta



## Principais Problemas Durante a Perfuração da Camada Salina

- ✓ Brocas excêntricas:
  - Objetivo: evitar a prisão da coluna. Baseava seu princípio de funcionamento na descentralização do seu pino em relação ao eixo da coluna. O diâmetro do poço ficava ligeiramente superior ao da passagem da broca.
  - Problemas: somente seções de sal com baixa fluência podiam ser perfuradas.
- ✓ Brocas bicêntricas:
  - Objetivo: evitar a prisão da coluna. Essa broca perfurava e alargava simultaneamente com a vantagem de promover um maior alargamento.



## Principais Problemas Durante a Perfuração da Camada Salina

- ✓ Simuladores:
  - Objetivo: estabelecer curvas de fechamento do sal ao longo do tempo. Determina-se o peso ideal do fluido que possa retardar esse fechamento.



## Aperfeiçoamento Tecnológico na Prospecção Pré-Sal



## Aperfeiçoamento Tecnológico na Prospecção Pré-Sal

- ✓ Com as descobertas no pré-sal na Região da Bacia de Santos, são esclarecidas algumas dúvidas relacionadas com a potencialidade da rocha geradora e a eficiência do sistema petrolífero Guaratiba-Guaratiba (Formação Guaratiba é considerada a principal rocha geradora da bacia).
- ✓ Baseados nos resultados obtidos na exploração da Bacia de Santos considera-se que as mesmas características podem estar presentes na Bacia de Campos incluindo a rocha geradora.



## Aperfeiçoamento Tecnológico na Prospecção Pré-Sal

- ✓ Os objetivos exploratórios com lâmina de água menor que 1.500m, são principalmente pós-sal, devido ao fato que a migração de hidrocarbonetos acontece através das janelas no sal.
- ✓ E os objetivos com lâmina de água maior que 1.500 m são objetivos pré-sal.



## Aperfeiçoamento Tecnológico na Prospecção Pré-Sal

- ✓ Como conclusão, se a metodologia de migração pré-empilhamento em profundidade é aplicada ao modelo exploratório o mesmo será quatro vezes mais próximo da realidade, diminuindo o risco exploratório para cerca de 40%;
- ✓ Se os processos geofísicos aqui explicados são aplicados na prospecção pré-sal o risco associado pode ser menor que 19%;
- ✓ o sucesso do sistema petrolífero é estimado em 81%;

UNISANTA  
PÓS-GRADUAÇÃO ENGENHARIA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

## Aperfeiçoamento Tecnológico na Prospecção Pré-Sal

- ✓ O risco de selo menor de 10%;
- ✓ O sucesso da presença do reservatório foi calculado em 72%;
- ✓ Neste sentido o sucesso exploratório é calculado em aproximadamente 43%. Sendo esta a razão do interesse das companhias de petróleo nas águas profundas e ultra-profundas das bacias de Santos e Campos.

UNISANTA  
PÓS-GRADUAÇÃO ENGENHARIA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

## Tecnologia de fluidos

UNISANTA  
PÓS-GRADUAÇÃO ENGENHARIA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

## Tecnologia de fluidos

- ✓ Fluido de Perfuração é um fluido circulante usado para tornar viável uma operação de perfuração.
- ✓ Os fluidos de perfuração têm origem em compostos líquidos ou gasosos e até da mistura entre eles.

UNISANTA  
PÓS-GRADUAÇÃO ENGENHARIA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

## Tecnologia de fluidos

- ✓ Os fluidos a base de líquidos podem ser divididos em:
  - Fluidos a base de água (WBM-Water Base Mud): quando seu meio de dispersão é a água (Doce ou salgada).
  - Fluidos a base de óleo (OBM-Oil Base Mud): quando seu meio de dispersão é algum derivado de petróleo (Ex. Diesel). Este tipo de fluido não é mais utilizado devido as restrições ambientais.

UNISANTA  
PÓS-GRADUAÇÃO ENGENHARIA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

## Tecnologia de fluidos

- ✓ Os fluidos a base de gás podem ser divididos em:
  - Fluidos a base de ar: quando seu meio de dispersão é o ar atmosférico que é injetado no poço.
  - Fluidos a base de gás: quando seu meio de dispersão é gás natural que é injetado no poço.

UNISANTA  
PÓS-GRADUAÇÃO ENGENHARIA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

## Tecnologia de fluidos

- ✓ Os fluidos a base de uma mistura de líquido e gás podem ser divididos em:
  - Fluidos a base de água aerada: quando a maior parte de sua composição for a água.
  - Fluidos a base de espuma: quando a mistura seja mais rica em gás.

**UNISANTA** PÓS-GRADUAÇÃO ENGENHARIA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

## Tecnologia de fluidos

- ✓ Utilização dos fluidos de acordo com as suas características:
  - O uso de gás como fluido de perfuração está limitado a áreas onde as formações são praticamente impermeáveis.
  - O uso da mistura gás/líquido como fluido de perfuração é utilizada em formações capazes de produzir água em taxas elevadas.

**UNISANTA** PÓS-GRADUAÇÃO ENGENHARIA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

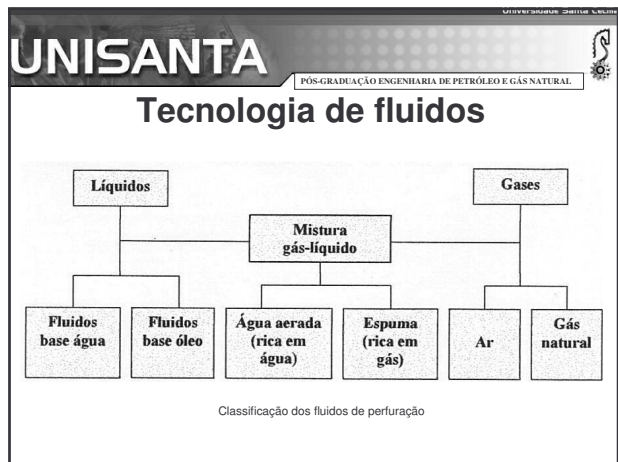
## Tecnologia de fluidos

- ✓ Fluido de perfuração sintético (SBM-Sintética Base Mud):
  - Composto orgânico sintético que possuem a mesma eficiência dos fluidos derivados de petróleo, porém biodegradáveis.
  - Suas principais vantagens são o baixo impacto ambiental, elevada viscosidade, elevada estabilidade térmica (baixa redução da viscosidade a elevadas temperaturas).
  - Sua principal desvantagem é o custo elevado, o que limita sua utilização.

**UNISANTA** PÓS-GRADUAÇÃO ENGENHARIA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

## Tecnologia de fluidos

- ✓ Principais fatores que determinam a escolha do fluido de perfuração:
  - Tipos de formação a serem perfuradas.
  - Faixa de temperatura, resistência, permeabilidade e pressão de poro.
  - Qualidade da água.
  - Considerações ecológicas e ambientais.



**UNISANTA** PÓS-GRADUAÇÃO ENGENHARIA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

## Tecnologia de fluidos

- ✓ Basicamente são dois os tipos de fluidos recomendados para perfuração de formações salinas:
  - fluidos a base de água saturada (NaCl).
  - fluidos não aquosos ou sintéticos.

**UNISANTA** PÓS-GRADUAÇÃO ENGENHARIA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

## Tecnologia de fluidos

- ✓ Vantagens na utilização dos fluidos a base de água saturada NaCl.
  - Possuem um custo baixo.
  - Uma formulação mais simples.
  - Boa estabilidade reológica.
  - E facilidade de descarte.

**UNISANTA** PÓS-GRADUAÇÃO ENGENHARIA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

## Tecnologia de fluidos

- ✓ Desvantagens na utilização dos fluidos a base de água saturada NaCl:
  - Solubilidade aumenta com a temperatura.
  - Elevado potencial de corrosão.
  - Logística é mais complicada devido a necessidade de grandes quantidades de sal para atingir a saturação.

**UNISANTA** PÓS-GRADUAÇÃO ENGENHARIA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

## Tecnologia de fluidos

- ✓ Vantagens na utilização dos fluidos sintéticos:
  - Maior estabilidade térmica.
  - Elevada lubrificidade.
  - Reduz o alargamento do poço.
  - Boa estabilidade reológica.

**UNISANTA** PÓS-GRADUAÇÃO ENGENHARIA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

## Tecnologia de fluidos

- ✓ Desvantagens na utilização dos fluidos sintéticos:
  - São mais caros.
  - Limitação na utilização de produtos para combater a perda de circulação.
  - Problemas quanto ao seu descarte (Descarte no mar não é permitido).
  - Requer secador de cascalho para atender a Legislação Ambiental (Teor de fluido agregado ao cascalho não pode exceder 6,9%).

**UNISANTA** PÓS-GRADUAÇÃO ENGENHARIA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

## Tecnologia de fluidos

- ✓ Na Tabela a abaixo, encontram-se os principais componentes dos fluidos com base em água.

Componentes	Concentração	Função
Água doce ou salgada	-----	Meio de dispersão
Bentonita	14,25 – 85,5 kg/m <sup>3</sup>	Viscosificante/gelificante
Soda cáustica	0,71 – 2,85 kg/m <sup>3</sup>	Alcalinizante e/ou floculante
Lignossulfatos	0,0 – 22,8 kg/m <sup>3</sup>	Dispersante e inibidor físico
Amido	11,4 – 34,2 kg/m <sup>3</sup>	Redutor de filtrado
Polímeros	0,0 – 5,7 kg/m <sup>3</sup>	Viscosificante e/ou inibidor físico e químico
Eletrolitos	0,0 – 42,8 kg/m <sup>3</sup>	Inibidor químico e/ou floculante
Baritina e/ou hematita	Em função da densidade programada	Adensante

**UNISANTA** PÓS-GRADUAÇÃO ENGENHARIA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

## Estratégia de Perfuração frente ao Pré-Sal

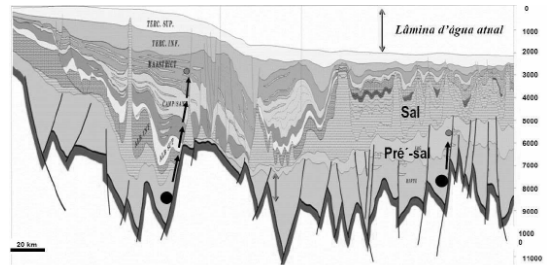
**UNISANTA** PÓS-GRADUAÇÃO ENGENHARIA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

## Estratégia de Perfuração frente ao Pré-Sal

Na indústria do petróleo há muitas semelhanças nos problemas enfrentados, nas soluções encontradas e na experiência acumulada na perfuração de espessas seções de sal. Apesar de em cada poço o sal ter um comportamento particular, existem similaridades entre eles, ou seja, as operadoras que atuam nesse cenário são afetadas por problemas semelhantes. Portanto, é recomendável procurar paralelos sobre o comportamento desses evaporitos em outras áreas com alguma similaridade geológica, principalmente quando do planejamento de poços profundos em fronteira exploratória, onde as informações são escassas.

## Desafios dos Reservatórios do Pré-Sal na Bacia de Santos

## Desafios dos Reservatórios do Pré-Sal na Bacia de Santos



O Pólo Pré-Sal da Bacia de Santos

## Desafios dos Reservatórios do Pré-Sal na Bacia de Santos

✓ Os reservatórios do pré-sal, por se tratarem de reservatórios carbonáticos, situados em águas ultraprofundas, apresentam desafios únicos para a indústria do petróleo, destacamos alguns destes desafios:

- Aumento do alcance dos poços (Profundidade final).
- Desvio dos poços no sal (Construção de build-up "ganho de ângulo" em formações salinas).
- Aumento da taxa de penetração no sal e no reservatório produtor.

## Desafios dos Reservatórios do Pré-Sal na Bacia de Santos

- Controle do colapso do revestimento dos poços;
- Emprego de sistemas de Completação Inteligente (confiabilidade);
- Manutenção da temperatura nas linhas e risers;
- Controle de deposição de parafinas no interior do poço e nas linhas durante as paradas de produção;
- Controle de incrustações nos poços produtores (carbonatos e sulfatos).

## Desafios dos Reservatórios do Pré-Sal na Bacia de Santos

✓ Os reservatórios do pré-sal da Bacia de Santos não são convencionais, praticamente sem análogos no mundo.

✓ A caracterização destes reservatórios e a indicação sobre os métodos de recuperação do petróleo a empregar exigem diversos testes laboratoriais e testes dinâmicos, com produção, antes da implantação de sistemas de produção de grande porte.

## Desafios dos Reservatórios do Pré-Sal na Bacia de Santos

✓ Algumas características importantes que distinguem os reservatórios do pré-sal dos demais reservatórios na costa brasileira, são:

- Reservatórios profundos (5.000-5.500 m), em águas ultraprofundas (2.200 m), com grande distância da costa (300 km).
- Necessidade de desenvolvimento e qualificação de sistemas de risers não convencionais, para altas pressões.

UNISANTA  
PÓS-GRADUAÇÃO ENGENHARIA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

## Desafios dos Reservatórios do Pré-Sal na Bacia de Santos

➤ Separação do CO<sub>2</sub> produzido junto com o petróleo e seqüestro do mesmo, em aquíferos ou no reservatório produtor, com o objetivo de reduzir as emissões.

UNISANTA  
PÓS-GRADUAÇÃO ENGENHARIA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

## Desafios dos Reservatórios do Pré-Sal na Bacia de Santos

✓ Pelo fato de serem reservatórios profundos em águas ultraprofundas, com poucas sondas no mundo aptas a perfurar, os poços são demorados e caros e um grande esforço deve ser feito para reduzir os custos, melhorando os indicadores econômicos dos projetos.

UNISANTA  
PÓS-GRADUAÇÃO ENGENHARIA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

## Desafios dos Reservatórios do Pré-Sal na Bacia de Santos

# Perfuração

UNISANTA  
PÓS-GRADUAÇÃO ENGENHARIA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

## Desafios dos Reservatórios do Pré-Sal na Bacia de Santos - Perfuração

✓ O desafio é aumentar o alcance dos poços (O reservatórios do pré-sal são caracterizados pelas suas grandes extensões). Uma das opções são os poços direcionais, aqueles que penetram no reservatório com um determinado ângulo, na maioria das aplicações entre 45° e 60°.

UNISANTA  
PÓS-GRADUAÇÃO ENGENHARIA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

## Desafios dos Reservatórios do Pré-Sal na Bacia de Santos - Perfuração

- ✓ Desvio dos poços dentro da camada de sal.
- ✓ Aumento da taxa de penetração no sal e no reservatório produtor (diminuir custos).
- ✓ Controle do colapso do revestimento dos poços.

UNISANTA  
PÓS-GRADUAÇÃO ENGENHARIA DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL

## Desafios dos Reservatórios do Pré-Sal na Bacia de Santos

# CO<sub>2</sub> nos Reservatórios



## Desafios dos Reservatórios do Pré-Sal na Bacia de Santos–CO<sub>2</sub> nos Reservatórios

✓ A alta presença de gás carbônico é um fator crítico nos reservatórios do pré-sal. Até agora, os poços testados na região indicam a presença de teores de CO<sub>2</sub> acima de 8%. Em alguns casos, ultrapassam 30%. O gás carbônico, em contato com a água produzida, forma o ácido carboxílico, um composto extremamente corrosivo.



## Desafios dos Reservatórios do Pré-Sal na Bacia de Santos–CO<sub>2</sub> nos Reservatórios

- ✓ Desafios:
  - Busca de materiais mais adequados pois o ambiente dentro dos poços do pré sal é corrosivo. Todos os materiais que serão utilizados nas completações dos poços, nas colunas de produção, vão estar submetidos a esse ambiente corrosivo e precisam ser adaptados a essas condições.



## Desafios dos Reservatórios do Pré-Sal na Bacia de Santos–CO<sub>2</sub> nos Reservatórios

- Separação do CO<sub>2</sub> produzido junto com o petróleo e sequestro do mesmo em aquíferos ou no reservatório produtor (Aumentando assim a produção do poço), com o objetivo de reduzir as emissões.



## Desafios dos Reservatórios do Pré-Sal na Bacia de Santos

### Garantia de Escoamento



## Desafios dos Reservatórios do Pré-Sal na Bacia de Santos – Garantia de Escoamento

- ✓ Outra área que tem merecido cuidados especiais é a de escoamento do petróleo produzido e podemos citar alguns motivos desta preocupação:
  - Devido ao conteúdo parafínico presente no óleo de alguns reservatórios desta região, a preocupação é controlar a temperatura nos dutos, evitando a deposição de parafinas.
  - Da mesma forma o controle de hidratos, que são cristais congelados formados devido a presença de umidade (no escoamento de gás natural).



### Conclusão



### Conclusão

Os avanços tecnológicos na indústria do Petróleo é constante e a exploração na camada de Pré-sal estimula o desenvolvimento de novas tecnologias, novos equipamentos e também o desenvolvimento de novos materiais que suportem as adversidades encontradas. Outra dificuldade para a exploração dos reservatórios do Pré-sal brasileiro são que os mesmos estão em águas ultraprofundas e abaixo de uma camada de sal que chega, em alguns pontos, a 2.000 metros de espessura, sem análogo no mundo para se tomar com referência, o que torna o desafio muito maior.



# Fim