

**DANIEL YUJI NAGAO**

**CONSIDERAÇÕES SOBRE A PERFURAÇÃO DE UM POÇO DE  
PETRÓLEO ATRAVÉS DE UMA ESPESSA CAMADA DE ROCHAS  
SALINAS**

**São Paulo**

**2007**

DANIEL YUJI NAGAO

**CONSIDERAÇÕES SOBRE A PERFURAÇÃO DE UM POÇO DE  
PETRÓLEO ATRAVÉS DE UMA ESPESSA CAMADA DE ROCHAS  
SALINAS**

Trabalho de Formatura em Engenharia de  
Petróleo do curso de graduação do  
Departamento de Engenharia de Minas e de  
Petróleo da Escola Politécnica da  
Universidade de São Paulo

Orientador: Prof. Wilson Siguemassa Iramina

São Paulo

2007

## AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais por serem estes ótimos pais que são, pela educação que me proporcionaram e por todo o apoio ao longo destes vinte e quatro anos.

À minha namorada Marina, por todo o apoio que tem me dado, sempre disposta a me ajudar mesmo quando passava por alguma dificuldade.

Aos meus amigos da FITO pelos nossos encontros, festas, viagens e churrascos de última hora. Vocês me proporcionaram muitas risadas e boas lembranças nestes últimos dezessete anos de minha vida, que lembrei saudosamente.

Aos meus colegas da POLI, juntos com o mesmo objetivo de se graduar, tendo passado por muitos momentos de descontração como viagens, festas ou um almoço na casa do Gustavo, mas também por noites mal dormidas estudando para a prova no dia seguinte.

Aos meus professores da Escola Politécnica da USP, em especial ao meu orientador Prof. Wilson Siguemassa Iramina, pelas aulas e a orientação que me proporcionou.

Aos colegas do IPT, Eng. Edgard Poiate Jr e Eng. João Carlos Neves Calmeto da Petrobras, Eng. Dalmo Amorim da Reed Hycalog e Eng. Helton Savio de Paula da Halliburton e a todos que colaboraram direta ou indiretamente, na execução deste trabalho.

## RESUMO

A perfuração através de rochas salinas vem ganhando cada vez mais destaque com a recente descoberta de um grande reservatório de hidrocarbonetos abaixo da camada de rochas salinas existentes no litoral brasileiro. Este tipo de perfuração tem trazido bons resultados devido às características das rochas salinas, que cria ótimas condições para a acumulação do hidrocarboneto abaixo da mesma. Por outro lado, essas características trazem uma série de obstáculos que dificultam a realização de sua perfuração. O presente trabalho apresenta algumas considerações sobre a perfuração de um poço de petróleo através de espessas camadas de rochas salinas. O trabalho é dividido em três partes. Na primeira, são explicados alguns conceitos sobre o reservatório e a perfuração de um poço de petróleo. Em seguida, as características das rochas salinas são descritas, juntamente com alguns problemas operacionais enfrentados durante sua perfuração e as soluções encontradas baseadas na literatura. Por fim, é exemplificado o projeto de um poço de petróleo, com as etapas necessárias para minimizar a possibilidade de problemas durante a perfuração.

**Palavras chaves:** petróleo; perfuração; rocha salina; evaporito; projeto de poço.

## ABSTRACT

Drilling operations through thick salt layers has been stood out with the recent petroleum reservoir discovery, located under the salt layer on Brazilian coast. This kind of drilling has reached good results due to the salt rocks characteristics, that create good conditions for the hydrocarbon accumulation under the layer. On the other hand, these characteristics bring some new obstacles that make drilling more difficult. This work presents some considerations about the drilling of a petroleum well through thick salt layers. This work was subdivided into three parts. On the first, some concepts about reservoir and drilling a petroleum well are explained. Then, salt characteristics are described, conjunctly with some operational problems faced during drilling operations and with solutions found on bibliography. Finally, a well project is exemplified, with the stages needed to minimize problems occurrence during well drilling.

**Key words:** petroleum; drilling; salt; evaporite; well project.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 01 – Rochas geradoras, reservatório e rocha selante	12
Figura 02 – Sonda de perfuração	13
Figura 03 – Blowout	14
Figura 04 – Amostras de sal - a) halita b) Carnalita c) Taquidrita	15
Figura 05 - Amostra de sal deformada após sofrer um diferencial de tensões	15
Figura 06 – Efeito de uma camada de sal nas pressões de poros	17
Figura 07 – Mecanismo de prisão por <i>differential sticking</i>	19
Figura 08 – Árvore de decisões – Invasão de fluídos	21
Figura 09 – Árvore de decisões – Perda de fluido	23
Figura 10 – Esquema da câmara de ensaio triaxial em rochas salinas com temperatura controlada	25
Figura 11 - Simulação do fechamento do poço para diferentes tipos de peso de lama	26
Figura 12 – Broca bicêntrica	27
Figura 13 – <i>Reamer</i> bicêntrico	27
Figura 14 – <i>Reamer</i> concêntrico	28
Figura 15 – Árvore de decisões – prisão da coluna de perfuração	29
Figura 16 – Árvore de decisões – Colapso do revestimento	31
Figura 17 – Análise do fechamento do poço durante a perfuração	32
Figura 18 – Análise do fechamento do poço na primeira etapa do plano “B”	33
Figura 19 – Análise do fechamento do poço na segunda etapa do plano “B”	34
Figura 20 – Análise do carregamento no revestimento com uma porcentagem do espaço entre o revestimento e o sal não cimentado. a) 5%, b) 10%, c) 15% e d) 20%	34
Figura 21 – Esquema dos planos de projeto de um poço na Bacia de Santos	35

**LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS**

BOP	<i>Blowout Preventer</i>
IADC	<i>International Association of Drilling Contractors</i>
IPT	Instituto de Pesquisas Tecnológicas
ISRM	<i>International Society for Rock Mechanics</i>
LCM	<i>Loss Circulation Material</i>
PPG	Libras por galão
SPE	<i>Society of Petroleum Engineers</i>
TVD	Profundidade real

**LISTA DE SÍMBOLOS**

$\varepsilon$	Taxa de deformação devido ao creep ( <i>steady state</i> )
$\varepsilon_0$	Taxa de deformação de referência devido ao creep ( <i>steady state</i> )
$\sigma_{ef}$	Tensão efetiva (MPa)
$\sigma_0$	Tensão efetiva de referência (MPa)
$Q$	Energia de ativação (kcal/mol), $Q = 12$ kcal/mol
$R$	Constante universal dos gases (kcal/mol.K), $R = 1,9858 \times 10^{-3}$
$T_0$	Temperatura de referência (K)
$T$	Temperatura da rocha (K)

## SUMÁRIO

<b>1 – INTRODUÇÃO, OBJETIVOS E JUSTIFICATIVA .....</b>	<b>10</b>
<b>1.1 - Introdução.....</b>	<b>10</b>
<b>1.2 - Objetivos .....</b>	<b>11</b>
<b>1.3 – Justificativa .....</b>	<b>11</b>
<b>2 – METODOLOGIA DE TRABALHO.....</b>	<b>11</b>
<b>3 – CONCEITOS.....</b>	<b>11</b>
<b>3.1 – O Reservatório de Petróleo.....</b>	<b>11</b>
<b>3.2 – A Perfuração de Um Poço de Petróleo .....</b>	<b>12</b>
<b>4 – PERFURAÇÃO EM ROCHAS SALINAS.....</b>	<b>14</b>
<b>4.1 – Característica das Rochas Salinas .....</b>	<b>14</b>
<b>4.2 - Problemas operacionais durante a perfuração de rochas salinas.....</b>	<b>16</b>
<b>4.2.1 – Invasão de fluido da formação.....</b>	<b>16</b>
<b>4.2.2 – Perda de fluido .....</b>	<b>17</b>
<b>4.2.3 – Prisão da coluna de perfuração .....</b>	<b>19</b>
<b>4.2.4 – Colapso do Revestimento .....</b>	<b>20</b>
<b>4.3 – Soluções Encontradas.....</b>	<b>20</b>
<b>4.3.1 - Invasão do fluido da formação .....</b>	<b>20</b>
<b>4.3.2 – Perda de Fluído .....</b>	<b>22</b>
<b>4.3.3 – Prisão da coluna de perfuração .....</b>	<b>24</b>
<b>4.3.4 – Colapso do Revestimento .....</b>	<b>28</b>
<b>5 – EXEMPLO DE APLICAÇÃO DE UM PROJETO DE POÇO EM UMA ESPESSA CAMADA ESPESSA DE ROCHA SALINA.....</b>	<b>32</b>
<b>6 – RESULTADOS E CONSIDERAÇÕES .....</b>	<b>35</b>
<b>7 – CONCLUSÃO .....</b>	<b>37</b>
<b>8 – REFERÊNCIAS .....</b>	<b>38</b>

## **1 – INTRODUÇÃO, OBJETIVOS E JUSTIFICATIVA**

### **1.1 - Introdução**

A história da extração do petróleo no Brasil começa em meados do século XIX, com as primeiras concessões do direito de extrair mineral betuminoso para a fabricação de querosene, embora as primeiras notícias sobre pesquisa diretamente relacionadas ao petróleo tenham ocorrido em 1891. Após anos de pesquisa, encontrou-se petróleo em Lobato (Bahia) no ano de 1939 e no ano de 1941, o primeiro campo comercial em Candeias (Bahia).

Em 1953, foi criada a Petrobras e a partir disso, sucederam-se uma série de novas descobertas; como os campos de Tabuleiros dos Martins (Alagoas), Taquipe (Bahia), Carmópolis (Sergipe), Miranga (Bahia) e por fim, o campo de Guaricema (Sergipe), um salto notável, pois foi a primeira descoberta no mar.

Com o avanço desta nova fronteira de exploração, seguiu-se a descoberta de outros campos; tanto em terra quanto em mar. Entre eles a descoberta dos campos gigantes de Marlim e Albacora, em águas ultra profundas na Bacia de Campos (Rio de Janeiro). Na década de 90, também na Bacia de Campos, foram encontrados em uma maior lámina de água, outros campos gigantes (Roncador e Barracuda) (THOMAS, 2001).

Em 2006, abriu-se um novo horizonte de pesquisa com a descoberta de óleo leve no campo de Tupi, na Bacia de Santos. Fato ratificado recentemente com a confirmação da existência de reservas espetaculares que coloca o Brasil em uma posição significativa entre os países com grandes reservas de petróleo. A descoberta foi um fato notável por estar abaixo de uma camada de 2000 metros de rochas salinas. Este fato retardou sua descoberta devido à dificuldade de se obter dados através desta camada de sal com a utilização de métodos sísmicos.

A camada de sal se estende por muitos quilômetros através do litoral brasileiro. E abaixo desta se encontra a rocha geradora dos reservatórios gigantes, como o de Marlim e Roncador. Os hidrocarbonetos armazenados nestes reservatórios atravessaram a espessa camada de sal através de falhas geológicas. Porém, se os hidrocarbonetos não encontrarem uma forma de transpor a espessa camada de rocha salina existente, há tendências daqueles migrarem para uma região mais propícia. Ocorrendo assim a formação de grandes reservatórios de petróleo abaixo da camada de rochas salinas.

Com todas essas vantagens existentes, a perfuração através de espessas camadas de rochas salinas é considerada uma atividade muito promissora, porém durante sua execução muitas dificuldades foram relatadas pela indústria do petróleo. Nos anos 90, a falta de conhecimento sobre o comportamento do sal, a alta temperatura e diferença de tensões resultaram em poços excessivamente caros e em muitos abandonos (POIATE, 2006).

## 1.2 - Objetivos

Os objetivos deste trabalho foram:

- Levantar os problemas encontrados durante a perfuração de poços de petróleo através de uma espessa camada de rochas salinas, procurando entender seus mecanismos e propor soluções baseadas em uma revisão bibliográfica.
- Apresentar um exemplo de projeto aplicado em poços na Bacia de Santos com o intuito de minimizar as dificuldades operacionais e proporcionar maiores taxas de sucesso.

## 1.3 – Justificativa

O tema foi escolhido devido ao crescente interesse pela indústria petrolífera brasileira na exploração da região abaixo da camada de sal que existe no território brasileiro. Esse aumento de interesse tem levado a Petrobras a investir grandes somas em pesquisa nessa área promissora. Havendo grande possibilidade de resultar em um expressivo crescimento da empresa e do país.

## 2 – METODOLOGIA DE TRABALHO

O trabalho baseou-se em informações coletadas em livros, diversos artigos de sociedades como a SPE (*Society of Petroleum Engineers*), ISRM (*International Society for Rock Mechanics*) e IADC (*International Association of Drilling Contractors*). Além de contatos com o laboratório do IPT (Instituto de Pesquisas Tecnológicas) e profissionais da área como os engenheiros; Edgard Poiate Jr. (Petrobras/Cenpes), João Carlos Neves Calmeto (Petrobras/UN-BC), Dalmo Amorim (Reed Hycalog), Helton Savio de Paula (Halliburton)

Através das fontes citadas acima, obteve-se informações sobre o comportamento das rochas salinas e as dificuldades encontradas durante a perfuração de camadas de sal. Além das soluções encontradas pelas empresas em diversos casos onde se perfurou através do sal em várias regiões do mundo.

Após esta etapa, reuniram-se as informações das diversas fontes de maneira a montar um panorama geral sobre a perfuração de espessas camadas de rochas salinas, citando as dificuldades e soluções para transpor este obstáculo.

## 3 – CONCEITOS

### 3.1 – O Reservatório de Petróleo

O petróleo é um composto orgânico formado por carbono e hidrogênio. Originado a partir de matéria orgânica depositada que se acumulou em um ambiente com condições específicas e na presença de outros sedimentos.

Após um longo período em um ambiente anaeróbico, sobre pressão e temperaturas adequadas, o hidrocarboneto é formado. A rocha onde ele se formou recebe o nome de rocha geradora.

Com a geração do hidrocarboneto, a pressão na rocha geradora aumenta até que o óleo seja expulso da rocha. Esta etapa é denominada migração primária. O fluxo do hidrocarboneto segue pelos caminhos mais permeáveis, até que seja interceptado e contido por uma armadilha geológica (Figura 01). Este movimento é denominado migração secundária. Caso o petróleo não seja contido, chegará à superfície e será degradado.

Quando o petróleo é aprisionado, o local onde ele se armazena é denominado rocha reservatório. Enquanto que a armadilha capaz de aprisionar o hidrocarboneto é conhecida como rocha selante.

Para uma rocha funcionar como uma rocha selante, é necessário que tenha uma baixa permeabilidade, além de uma disposição espacial que propicie o armazenamento do petróleo. Duas classes de rochas são selantes por excelência: os folhelhos e as rochas salinas (THOMAS, 2001).

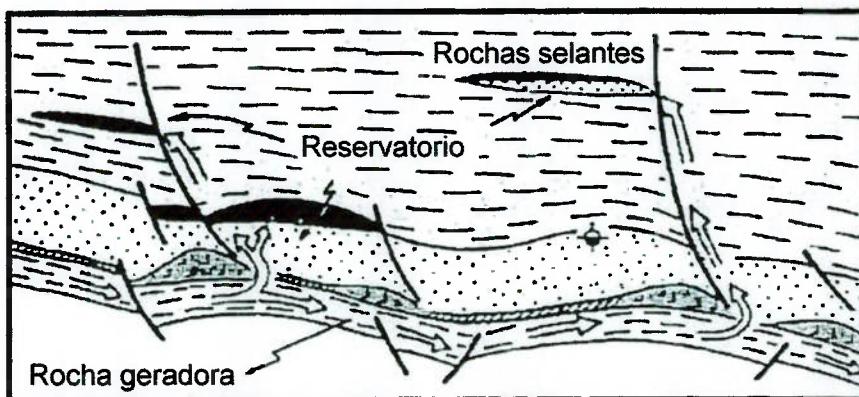


Figura 01 – Rochas geradoras, reservatório e rocha selante (THOMAS, 2001).

### 3.2 – A Perfuração de Um Poço de Petróleo

A perfuração de um poço de petróleo é realizada através de uma sonda (Figura 02). Na perfuração rotativa, as rochas são perfuradas pela ação da rotação e peso aplicados a uma broca existente na extremidade de uma coluna de perfuração.

A coluna de perfuração consiste basicamente de comandos (tubos de paredes espessas), tubos de perfuração (tubos de paredes finas) e acessórios como estabilizadores (ferramentas que auxiliam a manter o diâmetro do poço e dão maior rigidez à coluna) e alargadores (ferramenta que aumenta o diâmetro de um trecho já perfurado).

Os fragmentos da rocha são removidos continuamente através de um fluido de perfuração ou lama que também tem função de exercer pressão hidrostática sobre as formações, de modo a evitar o influxo de fluidos indesejáveis e estabilizar as paredes do poço. Além disso, resfria e lubrifica a coluna de perfuração e broca.

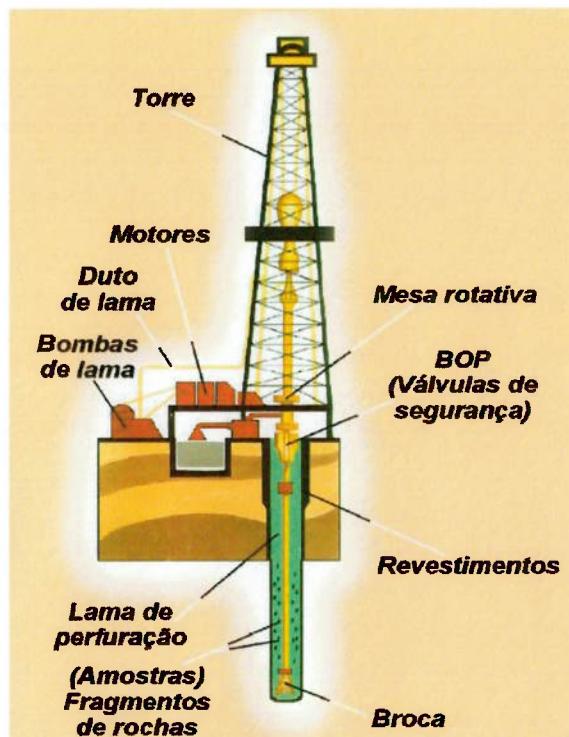


Figura 02 – Sonda de perfuração (ONAC SOLUTIONS, 2007).

O fluido é injetado por bombas para o interior da coluna de perfuração através da cabeça de injeção, ou *swivel*, e retorna à superfície através do espaço anular formado pelas paredes do poço e pela coluna de perfuração.

Ao atingir determinada profundidade, a coluna de perfuração é retirada do poço. Uma coluna de revestimento de aço, de diâmetro inferior ao da broca, é descida e o anular entre os tubos do revestimento e as paredes do poço é cimentado. Sua função é basicamente prevenir o desmoronamento das paredes do poço, sustentando os equipamentos e isolando os fluidos internos da formação.

Após a operação de cimentação, a coluna de perfuração é novamente descida ao poço, tendo na sua extremidade uma nova broca de diâmetro menor do que a do revestimento para o prosseguimento da perfuração. Essa operação se repete, perfurando em diversas fases, caracterizadas pelos diferentes diâmetros das brocas.

O número de fases e o comprimento das colunas de revestimento são determinados em função das pressões de poros e de fratura previstas, que indicam o risco de prisão da coluna por diferencial de pressão, ocorrência de *blowout*, desmoronamento das paredes do poço ou perda do fluido de perfuração para as formações.

Numa sonda, o sistema de segurança é constituído por diversos equipamentos que possibilitam o fechamento e controle do poço. O mais importante deles é o *Blowout Preventer* (BOP), que é um conjunto de válvulas que permite fechar o poço.

Os sistemas de segurança são acionados sempre que houver uma ocorrência de um *kick*, que é um fluxo indesejável do fluido contido numa formação para dentro do poço. Se este fluxo não for controlado eficientemente, poderá se transformar num *blowout* (Figura 03). Isto é, o poço fluindo totalmente sem controle, e criando sérias consequências, tais como danos aos

equipamentos da sonda, acidentes pessoais, perda parcial ou total do reservatório, poluição, dano ao meio ambiente e etc.. (THOMAS, 2001).

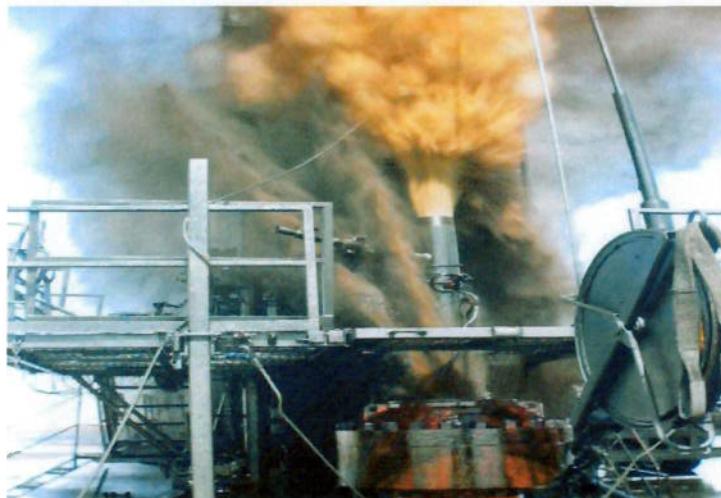


Figura 03 – Blowout (ONAC SOLUTIONS, 2007).

## 4 – PERFURAÇÃO EM ROCHAS SALINAS

### 4.1 – Característica das Rochas Salinas

Rochas salinas pertencem a um grupo sedimentar de rochas chamadas evaporitos, que se formaram através da gradual evaporação da água salina. O tipo mais comum de sal é a halita ( $\text{NaCl}$ ), embora existam outros tipos de sais que variam na sua composição química, como a silvinita ( $\text{KCl}$ ), a carnalita ( $\text{KMgCl}_3 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$ ), gipsita ( $\text{CaSO}_4 \cdot 2(\text{H}_2\text{O})$ ), taquidrita ( $\text{CaCl}_2 \cdot 2\text{MgCl}_2 \cdot 12\text{H}_2\text{O}$ ) e a anidrita ( $\text{CaSO}_4$ ) (Figura 04) (WILLSON, 2005).

Em função da sua origem, alguns evaporitos são altamente solúveis em água, e o valor da solubilidade varia de acordo com sua litologia. A diferença de solubilidade entre os diversos tipos de sais resulta numa deposição em camadas, sendo os menos solúveis os primeiros a se depositarem em qualquer ciclo.

O sal apresenta um comportamento anormal quando mantido sobre uma tensão constante. Esse comportamento é como o de um fluido altamente viscoso e é denominado *creep* e consiste em uma significativa deformação em função do tempo, composição litológica, presença de água, impurezas, espessura da camada de sal, temperatura e as diferenças de tensões envolvidas (Figura 05) (MAIA, 2005b).

Rochas salinas como a carnalita e a taquidrita são as mais suscetíveis a movimentação, enquanto a halita possui um movimento relativamente mais lento. No Brasil, nas bacias de Campos e Santos, as informações obtidas através de perfurações de uma profunda seção de sal mostraram que a taxa de *creep* pode alcançar altas velocidades chegando a 0,05 in/h (POIATE, 2006).

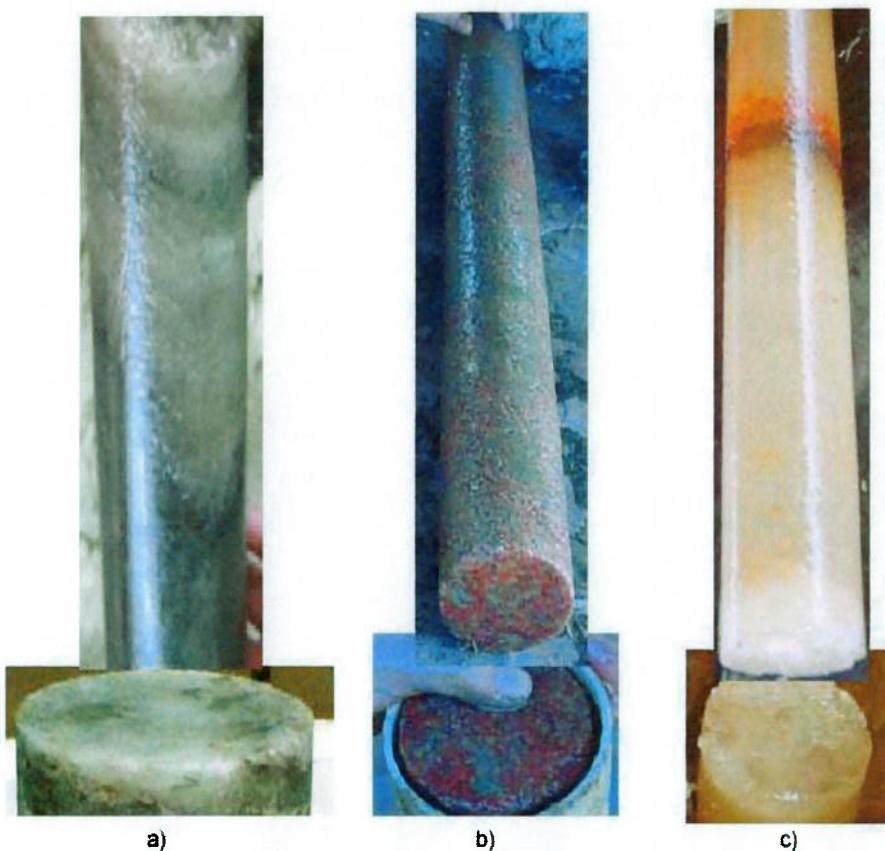


Figura 04 – Amostras de sal - a) halita b) Carnalita c) Taquidrita (POIATE, 2006).



Figura 05 - Amostra de sal deformada após sofrer um diferencial de tensões (MAIA, 2005b).

Outra característica existente na perfuração da camada de sal é a dificuldade na medição da velocidade de onda após a camada de sal. Este fato gera algumas dúvidas quanto a sua real profundidade e sua pressão de poros, dificultando assim a determinação do peso de lama ideal e a que profundidade se realizará o revestimento do poço (WILLSON, 2005).

## 4.2 - Problemas operacionais durante a perfuração de rochas salinas

O comportamento anormal dos evaporitos causa inúmeros problemas operacionais durante a perfuração, que podem gerar riscos para a saúde e segurança dos funcionários, atrasos na realização das operações e um grande aumento nos custos do poço.

Esse problemas operacionais podem ser agrupados pelas respostas obtidas nos equipamentos de superfície nas seguintes categorias (WILLIAMSON, 1998):

- Invasão de fluido da formação
- Perda de fluido
- Prisão da coluna de perfuração
- Colapso do revestimento

### 4.2.1 – Invasão de fluido da formação

A detecção de um influxo pode ocorrer quando existe um grande aumento no volume de lama que retorna aos tanques, após percorrer seu caminho pelo poço. Dependendo do volume do influxo, pode ocorrer o acionamento dos equipamentos de segurança para o fechamento do poço. Este fenômeno pode ocorrer devido a dois mecanismos; um *kick* ou a movimentação da rocha salina (*creep*).

No *kick*, a pressão anormal no poço ocorre quando a broca penetra em uma acumulação com grande pressão de poros e que pode conter água, óleo, gás, ácido sulfídrico ( $H_2S$ ) ou uma mistura desses componentes. Caso a pressão seja muito acima da esperada, esta poderia vencer a pressão hidrostática causada pelo peso da lama de perfuração, fazendo com que o fluido presente na acumulação entre no anular do poço e se eleve em direção à sonda de perfuração. Caso o *kick* não seja controlado, pode se tornar um *blowout*.

As zonas de acumulações de alta pressão de poros são um grande problema na perfuração em geral. A presença de camadas de sal auxilia na formação dessas zonas de alta pressão devido ao seu comportamento anormal, que resulta numa alteração na interação entre a rocha salina e o ambiente geomecânico ao redor do sal.

Numa bacia sedimentar, as tensões normalmente são ditadas pela gravidade, sendo a tensão vertical causada pelo peso da camada de rocha e a tensão horizontal igual a uma fração da tensão vertical. Porém, esse estado de tensões não pode ser sustentado pela camada de sal, resultando numa mudança das tensões até atingir um estado isotrópico, com a tensão vertical igual à tensão horizontal.

Esse estado de tensões existentes no sal difere do estado de tensões existentes no material ao redor da camada de sal, que suporta simultaneamente diferentes tensões na vertical e horizontal. O fato de a camada salina estar em equilíbrio, mantendo o contato com as rochas ao seu redor resulta em uma modificação na interface entre as formações. Portanto, nesta região as tensões estarão diferentes das normalmente esperadas (FREDRICH, 2003).

Este mecanismo somado ao fato da rocha salina possuir uma baixa permeabilidade, resulta em uma pressão de poros anormal ao seu redor. Essa pressão anormal pode chegar a

casos como no Mar do Norte, onde *kick*s de água chegaram a uma pressão de 18 ppg (libra por galão) causando um fechamento do poço e a suspensão das operações até que este fosse controlado (WILLSON, 2005).

O segundo mecanismo é devido ao *creep*, que será explicado mais adiante, mas basicamente é a deformação que a rocha salina sofre quando as tensões ao seu redor mudam. Caso o peso da lama seja muito baixo, a pressão hidrostática não será suficiente para conter a movimentação do sal causada pelo peso do capeamento, resultando no fechamento do poço.

O fechamento do poço diminuirá o volume de lama no mesmo, ocasionando um aumento no volume de lama nos tanques da sonda de perfuração. Esse aumento no nível de lama pode ser confundido com um *kick*, sendo necessária uma pausa na operação de perfuração para identificar os problemas e as medidas a serem tomadas (WILLIAMSON, 1998).

#### 4.2.2 – Perda de fluído

A perda de fluido é detectada pelos equipamentos da sonda de perfuração de maneira inversa a invasão de fluido, causando uma diminuição na vazão da lama que retorna do poço e diminuindo assim o volume nos tanques.

Esse comportamento é devido à baixa pressão de poros da formação (Figura 06), ocasionando a infiltração do fluido do poço para a formação através de seus poros ou de alguma fratura na parede do poço perfurado, contaminando a área adjacente e causando um grande risco a estabilidade do poço.

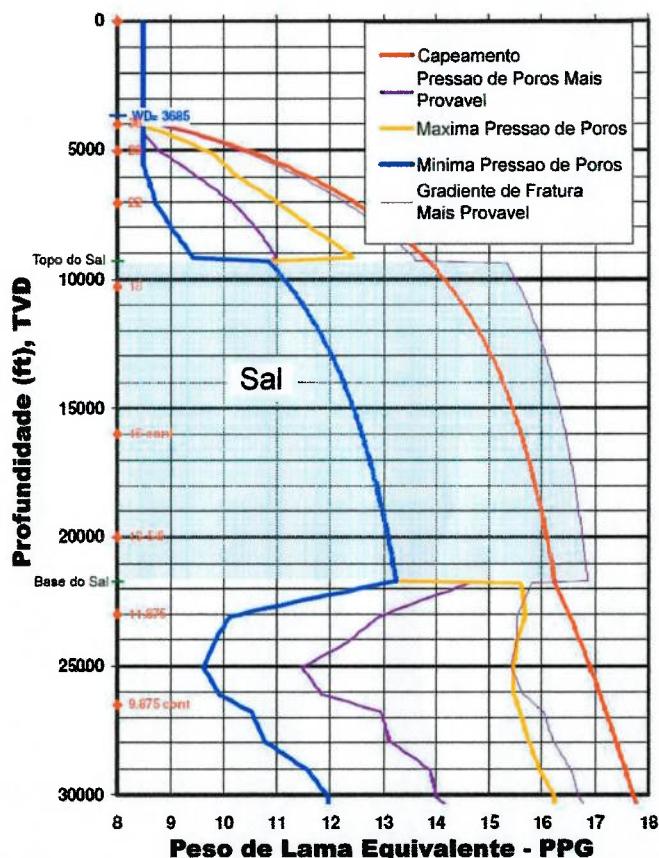


Figura 06 – Efeito de uma camada de sal nas pressões de poros (WILLSON, 2005).

Com a perda de lama no poço, a vazão que retorna aos tanques da sonda é diminuída e por conseqüência, a limpeza do cascalho obtido na perfuração é comprometida. Dependendo da gravidade da perda de fluido, o cascalho acumulado pode levar a prisão da coluna de perfuração, que pode acarretar em uma operação de pescaria.

Caso a zona onde ocorra a perda do fluido seja a zona produtora, há o risco do fluido invasor da formação danificar o reservatório, dificultando a obtenção de informações precisas de suas características. Há também a possibilidade de o fluido invasor diminuir a permeabilidade da formação e conseqüentemente sua futura capacidade de produzir óleo.

A gravidade da perda de fluidos depende da região onde ela ocorre. Caso a perda de fluidos seja através de poros, há o aparecimento de um reboco que auxilia na impermeabilização da formação. Quando a perda de fluido ocorre através de fraturas, esse mecanismo não tem a mesma eficiência.

O fraturamento da rocha pode ocorrer ao se utilizar uma lama com um peso inadequado ao limite de resistência do local a ser perfurado. Ao perfurar uma zona mais frágil, comumente associada a regiões de baixa pressão de poro, a pressão exercida pela lama excede a tensão que a rocha perfurada consegue suportar, causando ou reabrindo uma série de fraturas por onde ocorre a perda da lama de perfuração.

Essas zonas mais suscetíveis ao fraturamento são conhecidas como *rubble zone*, e existem muitos relatos de problemas relacionados a esse tipo de estrutura, próximas às rochas salinas.

A *rubble zone* é o resultado de dois mecanismos. No primeiro, as tensões não são perturbadas, porém o aumento da pressão de poros pode levar a rocha ao fraturamento caso haja uma diminuição na tensão mínima efetiva. No segundo caso, é devido à presença do corpo de sal, que com sua característica, induz uma diferença de tensão nas rochas adjacentes suficiente para causar o fraturamento.

Uma característica problemática da *rubble zone* é a sua presença comum abaixo da camada de sal. Para evitar a deformação da camada salina durante sua perfuração, é necessário uma lama com um maior peso, porém logo após o sal encontra-se a *rubble zone*, onde esse excesso de peso pode resultar em uma fratura por onde ocorre a perda de fluido (WILLSON, 2005).

Outro mecanismo que pode levar a detecção de perda de fluido na sonda de perfuração é causado pelo *washout*, que é o aumento do diâmetro do poço devido ao desmoronamento ou dissolução do sal e será mais bem explicada a frente. Com o aumento do diâmetro, o poço comporta um maior volume de lama, e dependendo do volume que não retorna aos tanques da sonda, pode se suspeitar da perda de fluido para formação (informação verbal)<sup>1</sup>.

Há, também, casos onde se observa perda e ganho de fluido do poço em rápidas sucessões, que quando não controlado, resulta em uma das formações destruindo a outra (WILLIAMSON, 1998).

---

<sup>1</sup> Informação fornecida pelo Eng. Edgard Poiate Jr. (Petrobras/CENPES).

#### 4.2.3 – Prisão da coluna de perfuração

A prisão da coluna de perfuração é um problema relativamente comum durante a perfuração de um poço. A ocorrência desse problema aumenta significativamente ao se perfurar uma zona de rocha salina.

São vários os motivos que podem causar a prisão de uma coluna de perfuração, em geral estão relacionados ao mal transporte de cascalho ou instabilidade das paredes do poço.

Durante a perfuração de uma zona de alta pressão, existe a possibilidade da pressão da formação ultrapassar a tensão de resistência da rocha, causando a fratura da mesma. A rocha fraturada entra em circulação junto à lama, podendo sobrecarregar a limpeza do anular da coluna de perfuração e ocasionar sua prisão.

Há igualmente a possibilidade de problemas com a prisão da coluna nas zonas de perda de fluidos para a formação. Essas zonas são normalmente mais frágeis, e a simples ação do fluido de perfuração passando pelo anular pode levar ao desmoronamento do poço e a prisão da coluna de perfuração.

Outro mecanismo de prisão da coluna causada por zonas de perda de fluidos é conhecido como *differential sticking* (Figura 07). Nesse mecanismo, ocorre a perda de fluido para a formação e consequentemente forma-se o reboco, que é em parte destruído pela coluna de perfuração. Quando a coluna de perfuração estiver com uma grande parte de sua superfície envolta pelo reboco, surge uma força capaz de aprisionar a coluna. Esta força é resultado do aumento da área de contato da coluna com o reboco e da diferença entre a pressão de poros da formação e a pressão hidrostática causada pela lama de perfuração (informação verbal)<sup>2</sup>.

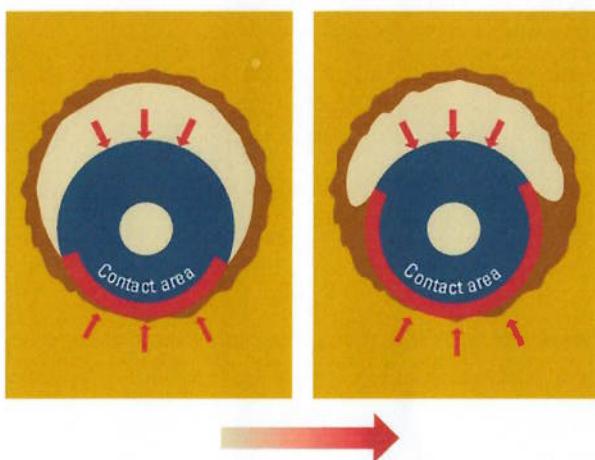


Figura 07 – Mecanismo de prisão por *differential sticking* (Schlumberger, 2007).

Há também outro mecanismo de prisão da coluna, relacionado diretamente com as rochas salinas e seu comportamento de *creep*. Essa movimentação sofrida pelo sal é consequência da diferença de tensões nas rochas salinas após a perfuração de um poço, onde o fluido de perfuração substitui a rocha retirada.

<sup>2</sup> Informação fornecida pelo Eng. Helton Savio de Paula (Halliburton).

Quando a pressão exercida pela lama é insuficiente, há a tendência de o sal fluir em direção ao poço, diminuindo o diâmetro do mesmo. Caso a operação de perfuração seja demorada, há chances da coluna de perfuração ser aprisionada pelo sal.

#### **4.2.4 – Colapso do Revestimento**

Após a colocação do revestimento, há a tendência do espaço anular entre o revestimento e a formação ser fechado pelo *creep* das rochas salinas. Dependendo da velocidade do fechamento, há a possibilidade do sal pressionar o revestimento em apenas alguns pontos, criando um carregamento não uniforme, que pode levar ao colapso do revestimento.

O movimento de *creep* é influenciado pelos fatores citados no item 4.1, porém é importante ressaltar que com o passar do tempo, formações salinas próximas a poços produtores podem ter sua temperatura aumentada pelos fluidos produzidos.

Esse aumento de temperatura acelera a movimentação do sal reduzindo o tempo necessário para o sal entrar em contato com o revestimento. Esse aumento da movimentação resulta em um menor tempo necessário para que o carregamento do poço se torne uniforme, reduzindo assim o risco de colapso.

O tempo necessário para que o carregamento do poço se torne uniforme também é influenciado pelo formato do poço. Quanto mais próximo de um círculo, maior a tendência de um fechamento simétrico e menor o risco do colapso do revestimento (WILLSON, 2003).

### **4.3 – Soluções Encontradas**

As dificuldades encontradas durante a perfuração de rochas salinas são observadas nos equipamentos de superfície, porém suas causas estão a muitos metros de profundidade, sendo resultado de diferentes tipos de mecanismos, ou mesmo da interação entre eles.

Portanto, os procedimentos a serem adotados devem ter um enfoque maior nos mecanismos causadores dos problemas, e não apenas no efeito do problema em si (WILLIAMSON, 1998).

#### **4.3.1 - Invasão do fluido da formação**

A presença de regiões com acumulações de alta ou baixa pressão de poros são causadoras de diversos problemas. Portanto, é coerente que quando este tipo de estrutura for observado através dos métodos sísmicos, realize-se a operação de revestimento de modo a diminuir a possibilidade de problemas relacionados a estes tipos de estruturas.

Com a parte superior do poço revestida e cimentada, é possível a utilização de uma lama mais pesada, criando uma maior pressão hidrostática. Assim, minimizam-se as consequências de uma zona de alta pressão. A lama mais pesada também contribui para controlar a diminuição do diâmetro do poço causado pela deformação do mesmo (WILLSON, 2005).

Mesmo com todas as precauções tomadas, há grandes chances de se detectar a suspeita de um *kick* durante a perfuração em rocha salina. Nesse caso, o poço deve ser fechado para possibilitar a determinação do peso de lama necessário para se combater esse aumento da vazão de retorno do poço.

Caso se confirme à existência de um *kick*, ele pode ser dissipado com a utilização de uma lama mais pesada, levando sempre em conta o perigo de que a lama cause a fratura de algum outro trecho ao longo do poço.

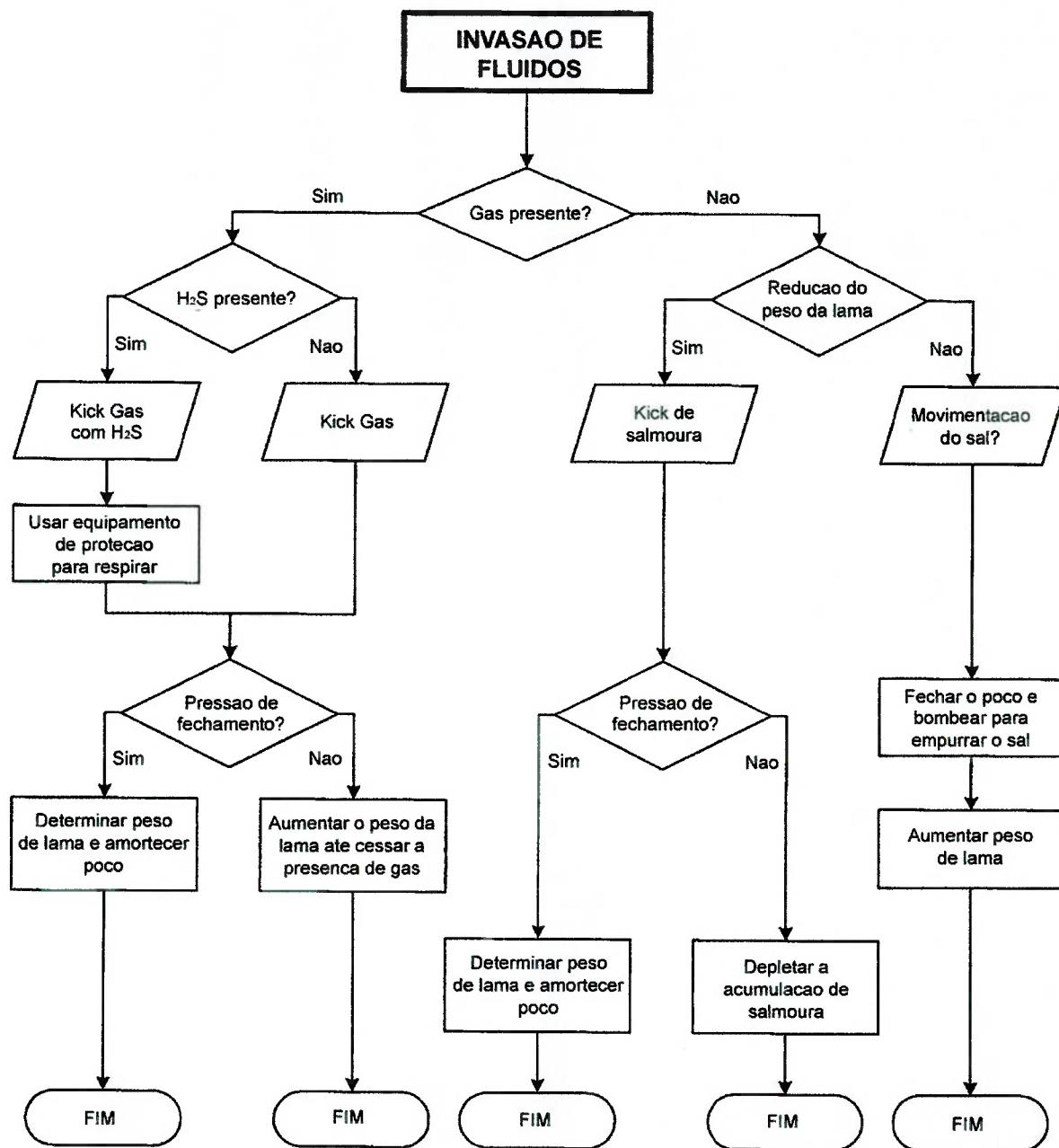


Figura 08 – Árvore de decisões – Invasão de fluidos (WILLIAMSON, 1998).

Precauções adicionais são necessárias quando a acumulação possui Gás Sulfídrico ( $H_2S$ ). Devido a sua grande toxicidade, é necessário que os operadores possuam algum aparato que possibilite respirar e que seja ligado a um sistema de suprimento de oxigênio de maneira a protegê-los durante as operações de controle de poço. Além das preocupações com a saúde dos operadores, são necessárias ações com relação à característica do gás ser extremamente inflamável e corrosivo (WILLIAMSON, 1998).

Com o passar dos anos, a indústria do petróleo conseguiu identificar as causas dos problemas relacionados à invasão de fluido da formação em poços perfurados através de espessas camadas de rochas salinas. Após o estudo dos mecanismos causadores dos problemas, construiu-se uma árvore de decisões de maneira a auxiliar a solucionar casos onde essas dificuldades estão presentes (Figura 08).

#### **4.3.2 – Perda de Fluído**

Devido ao grande perigo a perfuração que a perda de fluido pode ocasionar, é recomendável que na perfuração de espessas camadas de evaporitos, realize-se a operação de revestimento e cimentação a alguns metros antes de sua base, de maneira que caso haja a necessidade, seja possível diminuir o peso da lama sem comprometer a estabilidade do segmento já perfurado.

Mesmo com as providências na perfuração em locais onde se preveja a perfuração da *rubble zone*, há possibilidade de ocorrer a perda de fluido. Ao detectar a perda de fluido, recomenda-se uma avaliação do grau de perda, e a primeira ação a ser tomada é a diminuição do peso de lama.

Quando a perda não é solucionada, deve-se utilizar um material obturante. Geralmente, utiliza-se calcita, que consiste em um material de granulação diversa e com o tamanho do grão comparável a geometria dos poros ou da fratura. Ao fluido entrar na formação, este material é filtrado e se forma uma camada selante que interrompe o fluxo de lama para fora do poço.

A presença de cristais de sal na lama retornada é um indício de *washout*, e uma solução é a utilização de uma lama menos reativa com a formação. Outra solução é a utilização de equipamentos mais adequados visando causar menores danos às paredes da formação (WILLIAMSON, 1998).

Caso, após estas operações, o problema de fluxo do fluido em direção ao poço não for solucionado. Recomenda-se retirar a broca rapidamente até a sapata e colocar um revestimento extra na zona problemática. Apesar de solucionar o problema, o revestimento extra acarreta na diminuição do diâmetro da coluna de produção, causando uma mudança no projeto do poço e podendo resultar em outros problemas (informação verbal)<sup>3</sup>.

A ocorrência de perda e ganho de fluido em rápidas sucessões é particularmente problemática, pois não existe um procedimento padrão para solucionar o problema até que um novo revestimento seja colocado (WILLIAMSON, 1998).

---

<sup>3</sup> Informação fornecida pelo Eng. Helton Savio de Paula (Halliburton).

Todas essas soluções foram organizadas na árvore de decisões abaixo (Figura 09), de maneira a auxiliar o reconhecimento dos problemas e o melhor procedimento a ser seguido.

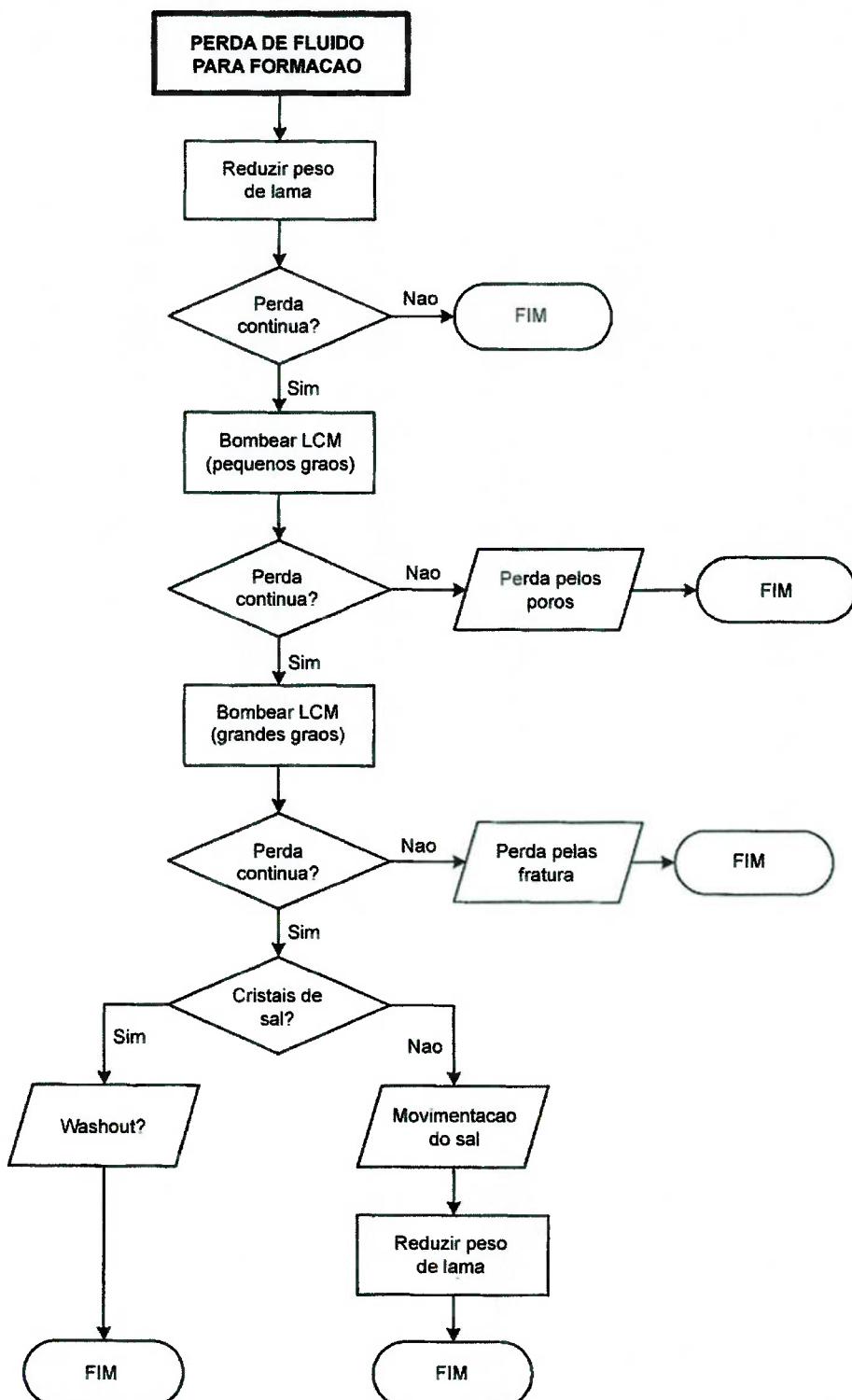


Figura 09 – Árvore de decisões – Perda de fluido (WILLIAMSON, 1998).

#### 4.3.3 – Prisão da coluna de perfuração

Ao se constatar a prisão da coluna de perfuração, há uma série de procedimentos que podem ser utilizados para solucionar o problema. Sendo que em último caso, utiliza-se uma operação denominada pescaria.

A pescaria é uma operação sempre indesejável em um poço de petróleo. Traz consequências desastrosas à perfuração, tanto no atraso do poço quanto em suas condições mecânicas. Por isso, um ditado comum nos campos de petróleo é “A melhor técnica de pescaria é evitá-la.”.

No caso de prisão da coluna, o primeiro passo é determinar o ponto de prisão para recuperar a porção livre da mesma. Após a determinação deste ponto, uma carga explosiva é descida e posicionada em frente à conexão logo acima do ponto de prisão. Em seguida, a coluna é submetida a uma torção à esquerda (sentido de desenroscamento) e a carga é explodida.

Com o impacto, a conexão se desenrosca e a coluna é retirada do poço. Desce-se, então, uma coluna de pescaria contendo na extremidade inferior uma ferramenta agarradora e percursos para permitir impactos na coluna para baixo ou para cima (THOMAS, 2001).

Porém, existe a possibilidade de se solucionar o problema sem a utilização da pescaria. Caso a prisão da coluna tenha sido causada por um *differential sticking*, deve-se diminuir o peso hidrostático proporcionado pelo fluido de perfuração. Diminui-se, assim, a diferença de pressão existente entre a formação e o poço. Com a diminuição da força que aprisionava a coluna, há maiores chances de se liberar a coluna de perfuração.

No caso da prisão ter sido causada pelo sal, há dois métodos capazes de liberar a coluna de perfuração. No primeiro, utiliza-se água para dissolver o sal, produzindo um pequeno *washout* e assim liberando a coluna de perfuração. No segundo, a pressão da lama é aumentada, forçando o sal de volta a formação e com isso liberando a coluna de perfuração.

Caso o problema de prisão for causado pelo aumento de cascalho no anular. Causada tanto por uma zona de alta pressão, quanto uma zona de baixa pressão, deve-se circular a lama para a limpeza do poço, adequando gradativamente o peso do fluido de perfuração (WILLIAMSON, 1998).

Apesar da diversidade de operações possíveis durante a ocorrência de uma prisão da coluna, existe a chance de não se conseguir retirá-la do poço, sendo necessário abandoná-la ou realizar um desvio em sua trajetória. Portanto, é recomendável que se tome medidas eficientes para evitar esse problema.

Uma medida tomada pela Petrobras foi o estudo do comportamento da halita durante a perfuração de um poço utilizando uma equação baseada em mecanismos de deformação desenvolvida para o comportamento de *creep*.

Essa equação considera os seguintes parâmetros: movimento de discordância por escalonamento, movimento de discordância por deslizamento e outro mecanismo que foi recentemente identificado; ocorrendo no contato entre os grãos de halita e provocado pela

dissolução do sal que é causado pelo aumento da solubilidade. E este, devido às altas pressões que ocorrem nos contatos entre os grãos.

A equação utilizada é (MAIA, 2005b):

$$\varepsilon = \varepsilon_0 \cdot \left( \frac{\sigma_{ef}}{\sigma_0} \right)^n \cdot e^{\left( \frac{Q}{RT_0} - \frac{Q}{RT} \right)}$$

Utilizando um módulo dinâmico de Poisson de 0,36 observado em diversos trabalhos relacionados com o comportamento mecânico do sal e um simulador numérico, foi possível prever o comportamento do sal em diferentes situações.

A validade do funcionamento do método numérico foi comprovada através de ensaios realizados no IPT (Instituto de Pesquisas Tecnológicas), onde as amostras de rochas salinas foram confinadas em uma câmara triaxial com temperatura controlada (Figura 10) (MAIA, 2005b).

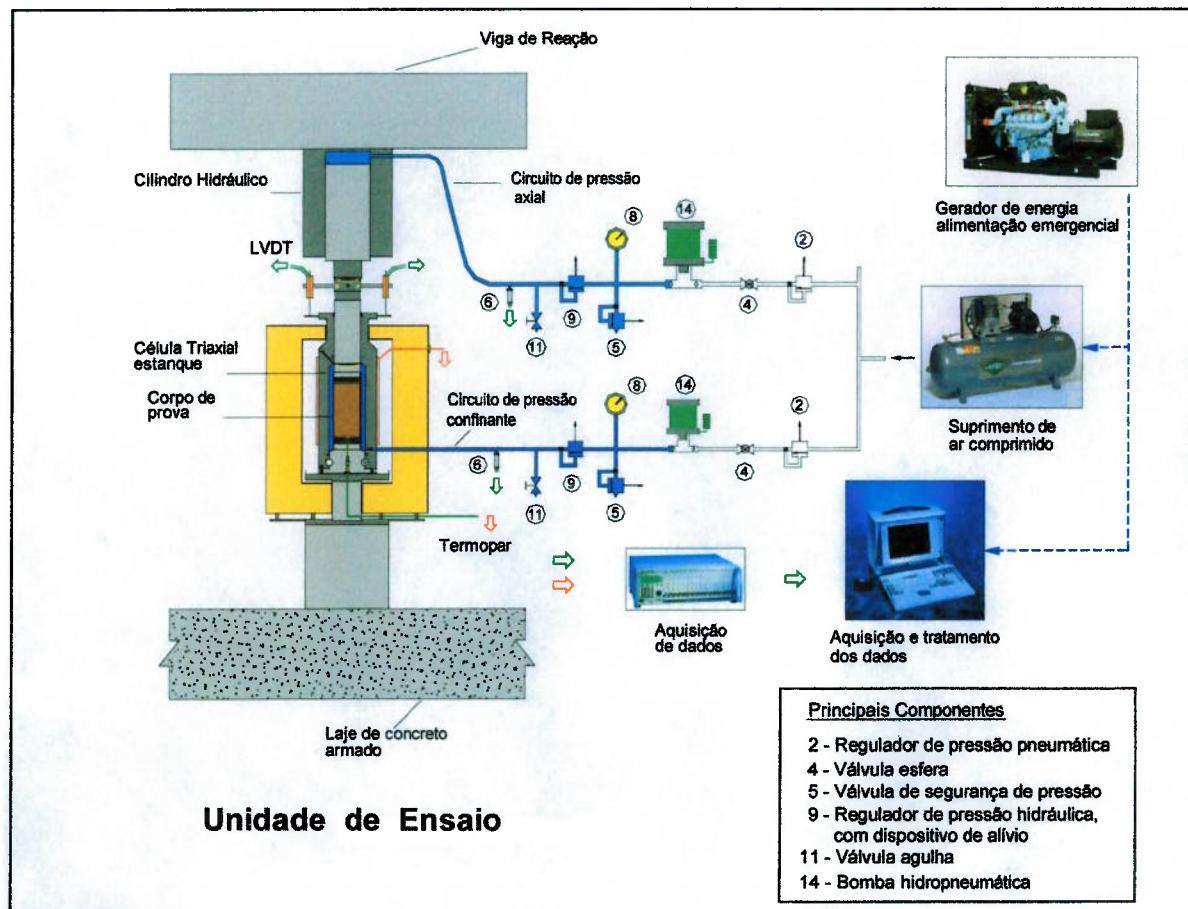


Figura 10 – Esquema da camara de ensaio triaxial em rochas salinas com temperatura controlada (MAIA, 2005b).

Através do simulador, é possível estudar a deformação de um poço perfurado no sal utilizando diversos pesos de lama. Os resultados obtidos são utilizados para prever o fechamento do poço em diversas situações, minimizando o risco de prisão da coluna de perfuração e os custos de perfuração envolvidos (Figura 11).

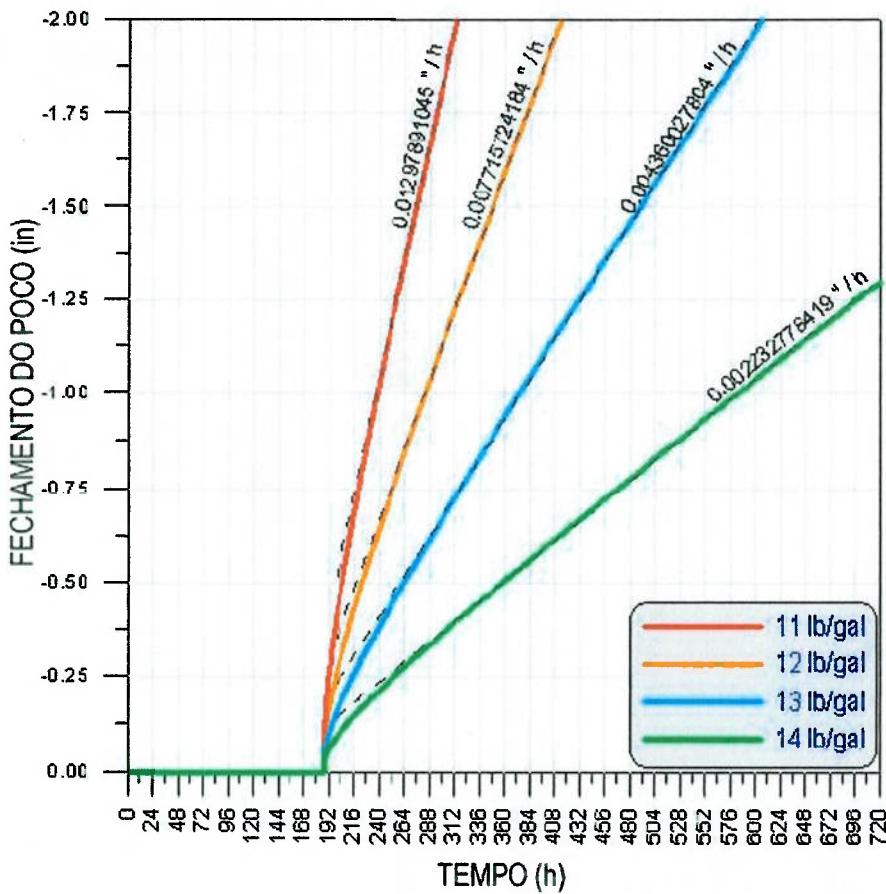


Figura 11 - Simulação do fechamento do poço para diferentes tipos de peso de lama (POIATE, 2006)

Para evitar a prisão da coluna, é necessária também a adequação dos equipamentos da coluna de perfuração para a perfuração do sal. A adequação é feita com ferramentas capazes de perfurar em um diâmetro maior que o diâmetro da coluna, diminuindo assim a possibilidade da prisão da coluna de perfuração.

Uma das ferramentas utilizadas é a broca bicêntrica (Figura 12). Essa broca especial não possui partes móveis e funciona com dois centros. O primeiro atua durante as operações de *trip* da coluna de perfuração e outro durante a perfuração, resultando na perfuração de um poço com um diâmetro maior que o diâmetro da ferramenta. Essa característica possibilita a perfuração através das rochas salinas, e a retirada da coluna de perfuração sem o perigo da prisão da coluna.

Outra ferramenta utilizada é o *reamer*. Essa ferramenta atua em conjunto com uma broca comum, perfurando um poço de menor diâmetro. A alguns metros acima da broca, situa-se o *reamer*, que alarga o poço para o diâmetro final.

Há dois tipos de *reamers*. O primeiro utiliza o mesmo princípio da broca bicêntrica, onde a presença de dois centros possibilita o alargamento do poço em um diâmetro maior que o da ferramenta (Figura 13). No segundo, as partes destinadas a alargar o poço ficam no interior da coluna de tubulação e são acionados quando necessários através de diversos tipos de mecanismos (Figura 14).

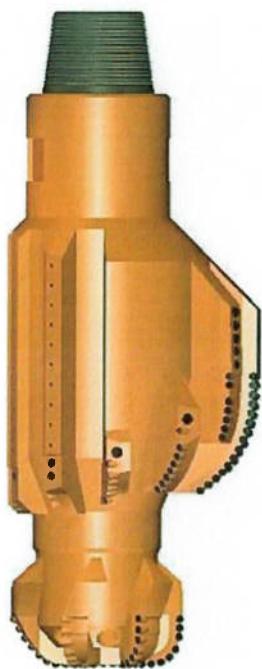


Figura 12 – Broca bicêntrica (figura obtida informalmente)<sup>4</sup>.



Figura 13 – Reamer bicêntrico (BILLMAN, 2000).

---

<sup>4</sup> Figura fornecida informalmente do Eng. Daimo Amorim (Reed Hycalog).

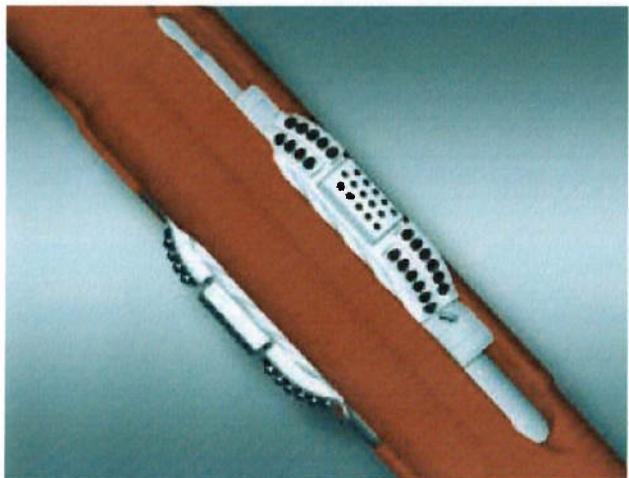


Figura 14 – *Reamer* concêntrico (figura obtida informalmente)<sup>5</sup>.

A árvore de decisão desenvolvida para este problema está a seguir (Figura 15).

#### 4.3.4 – Colapso do Revestimento

Com o passar do tempo, um poço perfurado através de uma zona de rocha salina sofre diferentes carregamentos causados pela movimentação do sal. Dependendo das características do poço e da formação, esse carregamento pode causar uma ovalização e em casos mais graves, o colapso do revestimento.

O colapso de revestimento pode levar à intervenção ou mesmo ao abandono do poço. A probabilidade de isso ocorrer depende do *creep* da formação e da forma do poço.

A cimentação do anular é a maneira mais efetiva de se assegurar a estabilidade de um poço perfurado através do sal. Para isso, é necessário que todo o anular esteja cimentado, a fim de uniformizar os carregamentos sofridos pelo revestimento e diminuir a chance de um colapso do revestimento (WILLSON, 2003).

Durante essa operação é necessário adequar o cimento as condições da formação, tomando as devidas precauções em relação à influência do sal nas características do cimento. Dependendo do tipo de sal, pode-se experimentar uma antecipação ou atraso no tempo necessário ao seu endurecimento, além de possibilitar a dissolução do sal (VAN KLEEF, 1989).

Apesar de proporcionar maior segurança, não é economicamente viável projetar o revestimento do poço para as mais severas situações de carregamento. O aumento da resistência da coluna é obtido através do aumento da espessura e por consequência de seu peso. Por esse fato, a resistência da coluna fica limitada à capacidade de carga da sonda.

A cimentação total do poço também não é viável devido aos custos e o tempo necessário a essa operação. Além disso, outro problema que impede a cimentação de todo o poço é a *rubble zone*. Esta, devido a sua menor resistência à fratura, não consegue sustentar o peso de uma coluna de cimento durante a realização da cimentação (WILLSON, 2003).

<sup>5</sup> Figura fornecida informalmente do Eng. Helton Savio de Paula (Halliburton).

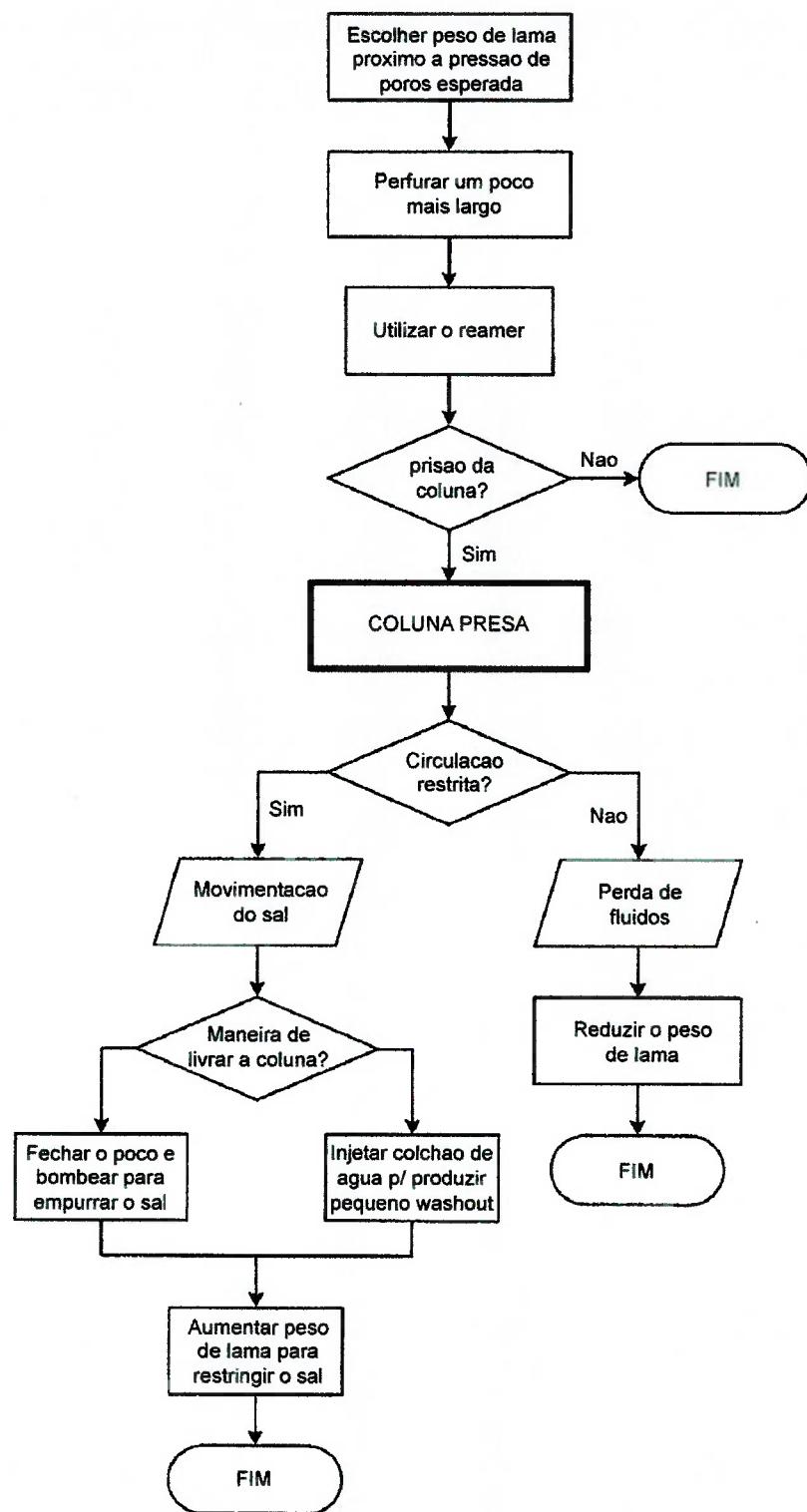


Figura 15 – Árvore de decisões – prisão da coluna de perfuração (WILLIAMSON, 1998)

Portanto, é sempre recomendável assegurar a qualidade da perfuração, com um poço circular. Para a perfuração em rochas salinas, pode-se utilizar uma broca bicêntrica ou um *reamer*. Ambos possuem um diâmetro menor que o diâmetro do poço produzido. Característica

recomendável para a perfuração do sal, sendo que o *reamer* é conhecido por produzir um poço de melhor qualidade, além de possibilitar o *backreamer* (POIATE, 2006).

O *backreamer* é o repasso do poço perfurado, utilizando-se o *reamer* para raspar o poço de baixo para cima. Essa operação é realizada quando há alguma ameaça de prisão da coluna de perfuração. Seus sintomas são; o aumento do torque na mesa rotativa e o aumento no arraste durante as manobras ou conexões (informação verbal)<sup>6</sup>.

É necessário também evitar o *washout*, que é um aumento do calibre do poço em uma região. Esse fenômeno pode ser causado devido a uma formação inconsolidada, a algum dano mecânico causado pelo equipamento da coluna de perfuração ou a reação da formação perfurada com o fluido de perfuração.

Durante a perfuração de rochas salinas, é necessário um cuidado especial na escolha do fluido de perfuração devido a sua reatividade com o sal. Neste caso, há dois tipos diferentes de fluidos usualmente utilizados: fluido à base de água saturada e fluido sintético.

Ao se utilizar um fluido à base de água em uma formação salina, a tendência é que a água dissolva o sal, provocando o *washout*. Para contornar esse problema, o fluido necessita ser saturado, diminuindo assim a dissolução da rocha salina (CARTER, 1986).

A presença de um sistema de aquecimento da lama de perfuração é um cuidado necessário na utilização desse tipo de fluido. A utilização deste sistema é necessária, devido à influência da temperatura na saturação do fluido. Visto que, a diferença de temperatura entre a superfície e a formação é suficiente para mudar a condição de saturação do fluido, que é necessária para uma perfuração de qualidade no sal (WILLIAMSON, 1998).

Por outro lado, o fluido sintético possui uma base composta por substâncias sintéticas e são também conhecidos como “pseudo-lama à base de óleo”. Possui uma maior compatibilidade com as formações sensíveis à água e apresenta uma melhor lubrificação, diminuindo assim os riscos de *washout*. Embora possua uma melhor capacidade de perfuração em condições extremas que o fluido à base água; sua utilização dificulta a detecção de um influxo de hidrocarbonetos, possui um maior custo e necessita de maior cuidado em relação ao seu descarte.

O fluido à base de óleo também pode ser utilizado para a perfuração em rochas salinas, devido à sua baixa reatividade com a formação e às suas características que possibilitam uma alta taxa de penetração. Porém, fluidos à base de óleo apresentam uma alta toxicidade, gerando um grande impacto ambiental. Por esse motivo, em muitos locais a utilização desse tipo de fluido é restrita por normas ambientais, sendo substituído pelo fluido sintético (GRAMORELLI, 2006).

Para evitar o colapso do revestimento, desenvolveu-se a seguinte árvore de decisões (Figura 16).

---

<sup>6</sup> Informação fornecida pelo Eng. Helton Savio de Paula (Halliburton).

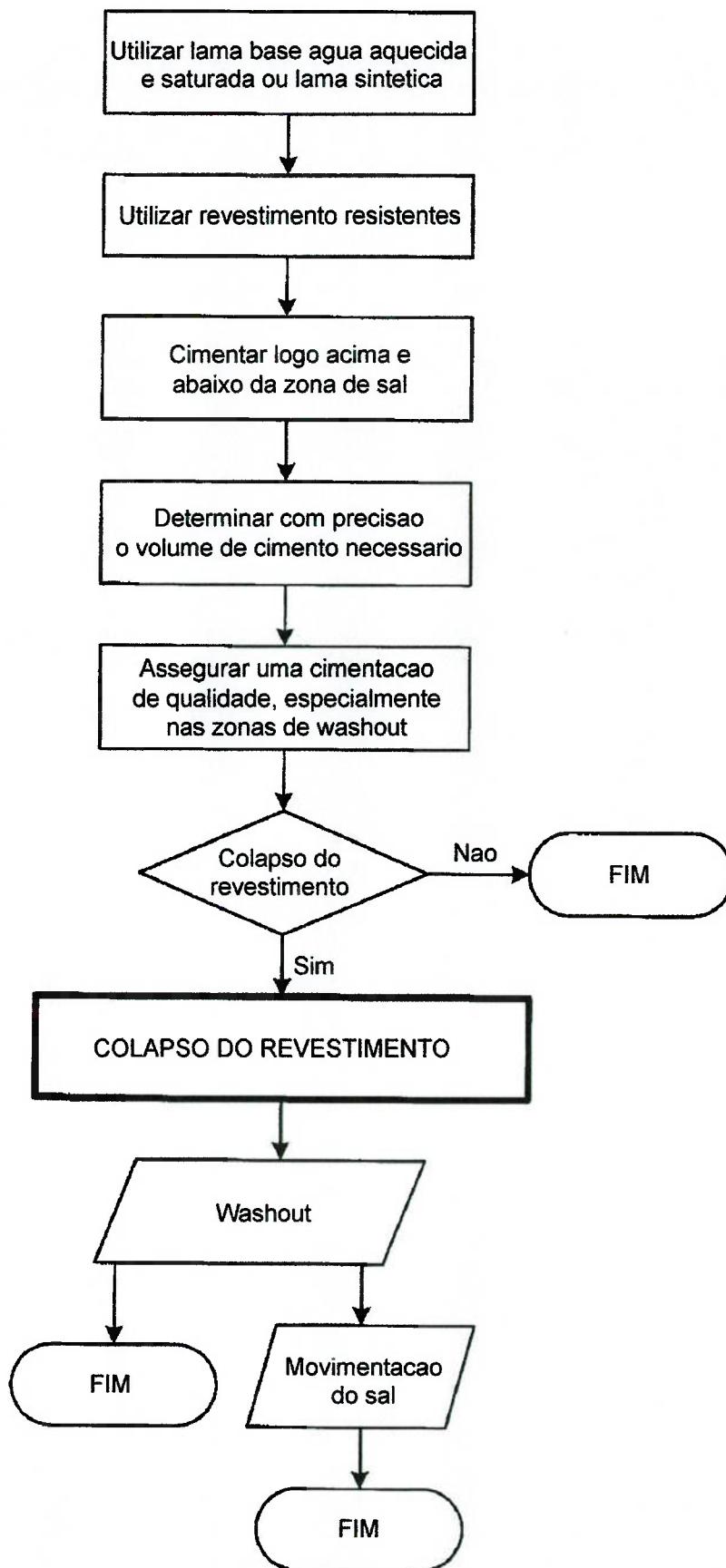


Figura 16 – Árvore de decisões – Colapso do revestimento (WILLIAMSON, 1998).

## 5 – EXEMPLO DE APLICAÇÃO DE UM PROJETO DE POÇO EM UMA ESPESSA CAMADA ESPESSA DE ROCHA SALINA

A perfuração através do sal apresenta diversas dificuldades inerentes às características das rochas salinas. Sendo necessários diversos cuidados no projeto de um poço através de uma espessa camada de rocha salina.

Um estudo realizado por (POIATE, 2006) para perfuração de um poço na Bacia de Santos seguiu os seguintes passos. Através dos dados da sísmica, obtém-se as características da região, que junto ao dado do gradiente térmico da bacia são utilizados para montar um modelo da região.

Através de simuladores, é analisado o fechamento do poço nas diversas camadas de rochas salinas existentes e com diferentes tipos de fluidos. Esta é a etapa onde se define o número de revestimentos necessários para a perfuração através do sal, e com isso as características dos fluidos a serem utilizados.

Na Figura 17 o poço foi simulado utilizando-se um fluido de perfuração de 14 ppg, e ao se aproximar do final da camada de sal, o peso da lama foi modificado para 10 ppg, a fim de minimizar os danos da perfuração na *rubble zone*.

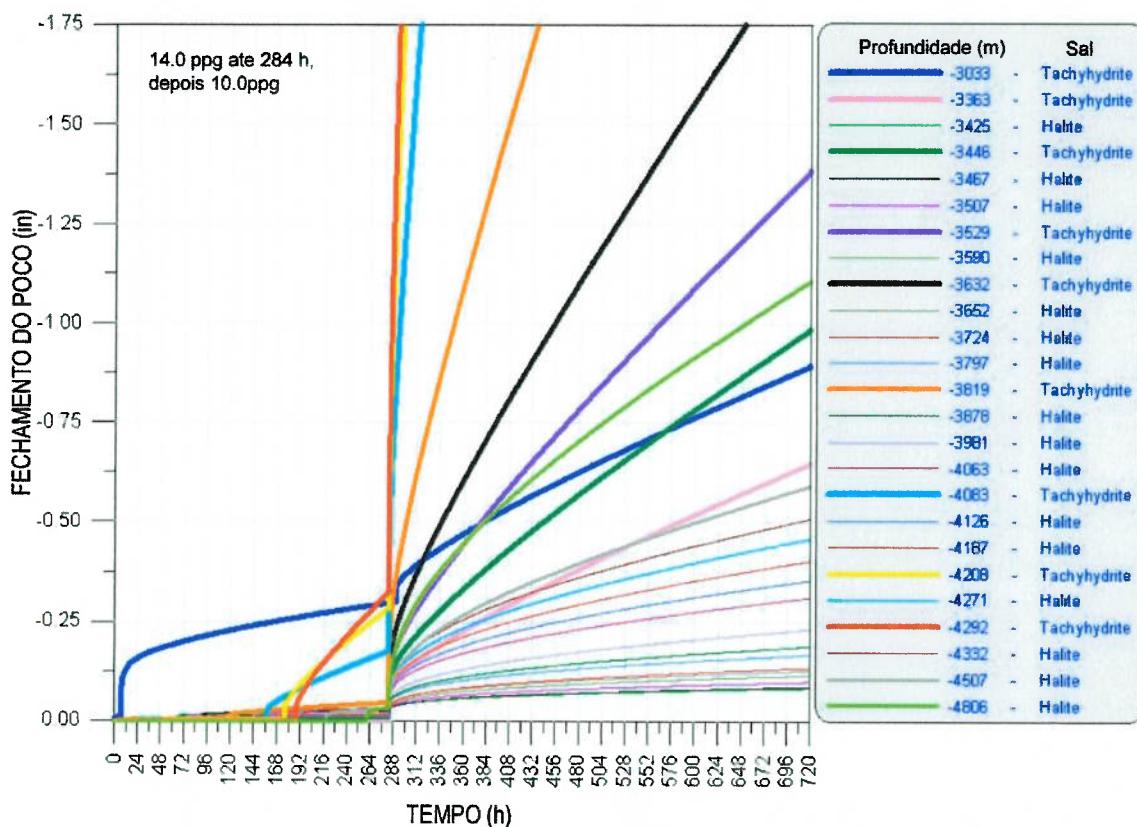


Figura 17 – Análise do fechamento do poço durante a perfuração (POIATE, 2006).

Nesta etapa, pode se projetar também um plano “B”; definindo-se uma profundidade da perfuração do sal, ponto em que se realizará uma pausa na perfuração e ocorrerá uma análise da deformação do poço. Caso a deformação esteja acima da esperada na simulação, pode-se

realizar o revestimento do trecho já perfurado, minimizando a possibilidade de prisão da coluna de perfuração.

Na Figura 18, observa-se a análise do fechamento do poço no primeiro estágio do plano “B”, momento em que a perfuração é realizada com um peso de 14 ppg. A simulação do estágio seguinte está descrita na Figura 19, quando se utilizou um peso de 10 ppg, até a cimentação do revestimento seguinte, próximo à *rubble zone*.

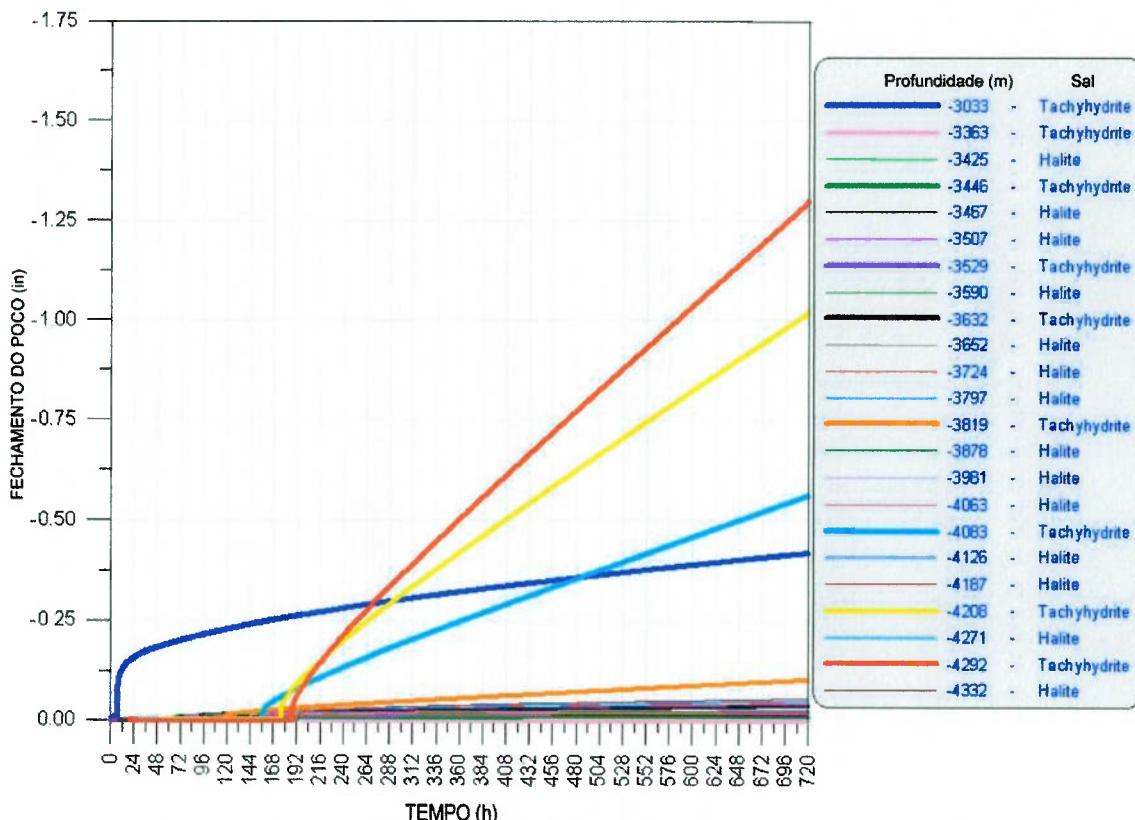


Figura 18 – Análise do fechamento do poço na primeira etapa do plano “B” (POIATE, 2006).

Tanto no plano “A”, quanto no plano “B”, é necessária a análise da deformação salina para o projeto do revestimento a ser utilizado. Em um simulador numérico, é previsto o carregamento no revestimento induzido pelo sal em diversas situações de cimentação, pois muitas vezes, nem todo o espaço entre o revestimento e o sal fica preenchido por cimento.

Na Figura 20, realizou-se a simulação do carregamento devido à movimentação do sal, quando uma pequena parte do espaço entre o revestimento e o sal não foi cimentada. Após 500 horas, o revestimento colapsou nos casos em que menos de 90% do espaço foi cimentado (POIATE, 2006).

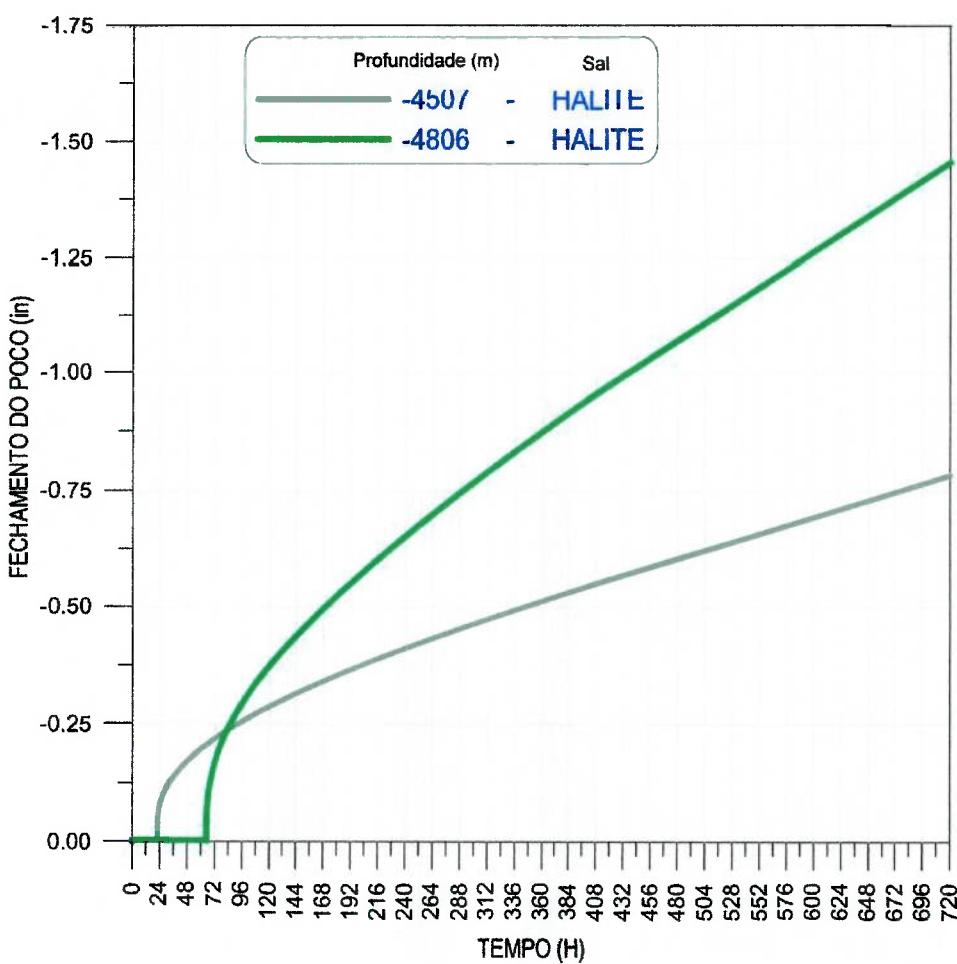


Figura 19 – Análise do fechamento do poço na segunda etapa do plano “B” (POIATE, 2006).

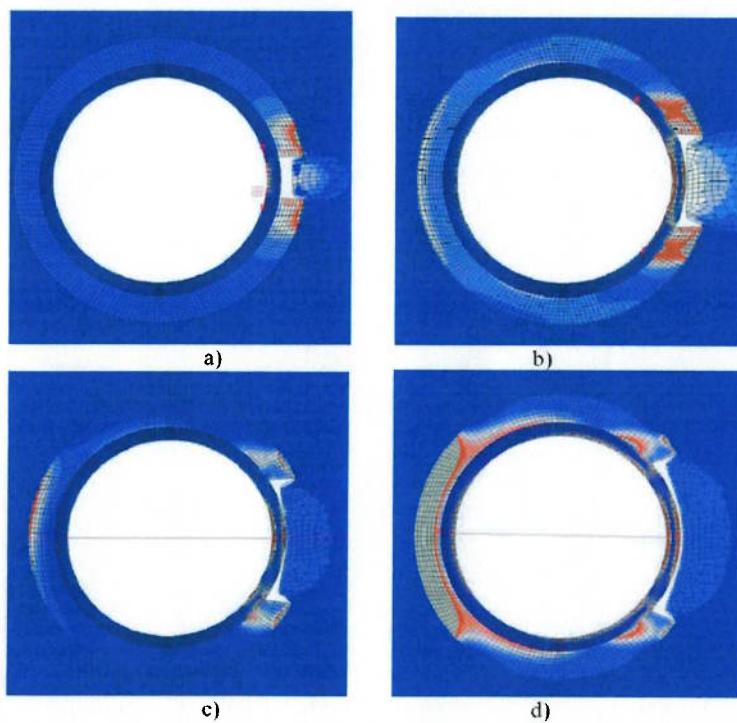


Figura 20 – Análise do carregamento no revestimento com uma porcentagem do espaço entre o revestimento e o sal não cimentado. a) 5%, b) 10%, c) 15% e d) 20% (POIATE, 2006).

Após todas as simulações feitas, é possível definir o projeto do poço a ser perfurado; com o comprimento de cada fase, o tipo de fluido e as ferramentas a serem utilizadas.

## 6 – RESULTADOS E CONSIDERAÇÕES

Percebeu-se que os problemas apresentados estão interligados, podendo um problema tanto ser causado por diferentes mecanismos, quanto o mesmo mecanismo causar diferentes problemas. Deste fato, observou-se que o estudo dos problemas deve estar focado em sua causa, e ainda há muitos pontos a serem otimizados.

Notou-se ainda que não há uma grande confiabilidade nos dados obtidos através da sísmica em regiões próximas à rocha salina, principalmente na camada sub-sal. Este é um importante tema a ser estudado, pois essa imprecisão nos dados gera diversos problemas operacionais, sendo necessária uma perfuração mais conservadora para evitá-los.

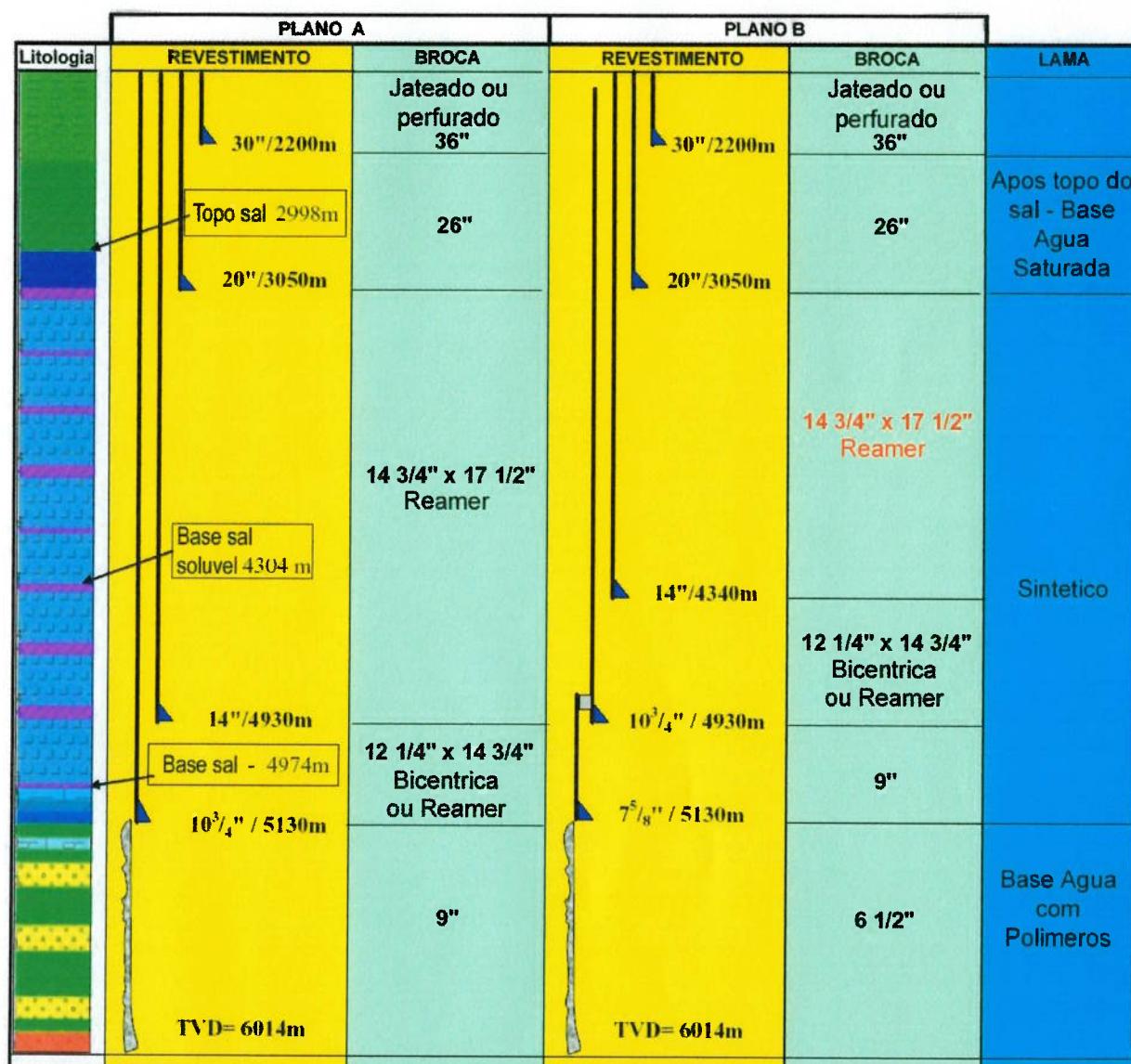


Figura 21 – Esquema dos planos de projeto de um poço na Bacia de Santos (POIATE, 2006).

Como resultado do exemplo da aplicação de um projeto de poço em uma espessa camada de rocha salina, obteve-se o plano de um poço de petróleo mostrado na Figura 21. O plano apresenta a perfuração do poço através de dois planos; sendo identificadas as diferentes fases do revestimento, o tipo de perfuração e de lama a ser utilizada. Este poço foi perfurado com êxito, mostrando a viabilidade de se utilizar os passos descritos anteriormente (informação verbal)<sup>7</sup>.

Portanto, a perfuração através de espessas camadas de rochas salinas é um tema que necessita de melhorias. Novos estudos e mais informações obtidas através de novos poços, poderão levar o Brasil a uma posição de destaque na indústria do petróleo.

---

<sup>7</sup> Informação fornecida pelo Eng. João Carlos Neves Calmeto (Petrobras/UN-BC).

## 7 – CONCLUSÃO

O estudo da perfuração através de espessas camadas de rocha salina é um assunto que ganhou muita importância nos últimos anos devido à descoberta de grandes reservatórios abaixo do sal. O aprofundamento no assunto possibilita o aumento das reservas de petróleo existentes, podendo resultar no crescimento do país.

Neste trabalho foram apresentados alguns problemas relacionados à perfuração em espessas camadas de rochas salinas. Foram identificadas as causas dos problemas e as soluções encontradas na bibliografia. Apresentou-se também a aplicação de um projeto específico para a perfuração em sal, com a descrição das fases necessárias para se evitar os problemas descritos anteriormente.

A reunião dos problemas e soluções encontradas durante a perfuração em espessas camadas de rochas salinas possibilita minimizar a ocorrência e suas consequências, fato que resulta na diminuição dos riscos à segurança dos trabalhadores, ao meio ambiente e ao aumento dos custos da operação.

## 8 – REFERÊNCIAS

BILLMAN, W. J.; OCEAN ENERGY; BROWN JR., L. A.; ZAKI, M.; HUGHES CHRISTENSEN. Eccentric Tool Increases Liner Size Capacity in Challenging Salt Dome Application Allowing Longest Horizontal Well in Gulf of Suez., paper IADC/SPE 59238, IADC/SPE Drilling Conference. New Orleans, Louisiana, 23-25 February, 2000.

CARTER, T. S.; SMITH, J. E.. Magnesium Oil Mud Provides Gauge Hole in Bischofite / Carnallite Formations. **SPE Drilling Engineering**, v. 1 n. 2, p. 115-121, April 1986

FREDRICH, J. T.; SPE; COBLENTZ, D.; FOSSUM, A. F.; THORNE, B. J.; SANDIA NATIONAL LABORATORIES. Stress Perturbations Adjacent to Salt Bodies in the Deepwater Gulf of Mexico., paper SPE 84554, SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Denver, Colorado, U.S.A., 5-8 October 2003.

GRAMORELLI, F.. **Estudo de Impactos Gerados pelo Fluído de Perfuração na Perfuração Offshore de Poços de Petróleo e Gás.** 2006. 33p. Trabalho de Conclusão de Curso – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2006.

MAIA, A. C.; POIATE JR., E.; FALCÃO, J. L.; Petrobras S.A. ; GARSKE, R.; R&D CENTER. Well Stability Near to Salt Diapirs. **INTERNACIONAL CONFERENCE OF IACMAG**, 11., Turin, Italy, 19-24 June 2005a.

MAIA, A. C.; POIATE JR., E.; FALCÃO, J. L.; Petrobras S.A.; COELHO, L. F. M.; IPT. Triaxial Creep Tests in Salt - Applied in Drilling Through Thick Salt Layers in Campos Basin – Brazil. **INTERNATIONAL SOCIETY FOR ROCK MECHANICS – News Journal**, v. 9, n. 1, p. 14-24, May 2005b.

POIATE JR., E.; COSTA, A. M.; FALCÃO, J. L.; Petrobras S.A.. Well Design for Drilling through Thick Evaporate Layers in Santos Basin – Brazil., paper IADC/SPE 99161. IADC/SPE Drilling Conference. Miami, Florida, U.S.A., 21-23 February 2006B.

THOMAS, J. E. (Org.) et al. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo.** 2º Ed. Rio de Janeiro, 2001.

VAN KLEEF, R. P. A. R.; KONINKLIJKE/SHELL E&P LABORATORIUM, Optimized Slurry Design for Salt Zone Cementations., paper SPE /IADC 18620. SPE/IADC Drilling Conference. New Orleans, Louisiana, 28 February – 3 March, 1989.

VAN OORT, E.; SHELL RESEARCH RIJSWIJK; RIPLEY, D.; WARD, I.; CHAPMAN, J. W.; BW MUD ABERDEEN; WILLIAMSON, R.; MOBIL N.S.L. ABERDEEN; ASTON, M.; BP EXPLORATION (XTP) SUNBURY. Silicate-Based Drilling Fluids: Competent, Cost-effective and Benign Solutions to Wellbore Stability Problems. Paper IADC/SPE 35059. IADC/SPE Drilling Conference. New Orleans, Louisiana, 12-15 March, 1996.

WILLSON, S. M.; SPE; BP AMERICA INC.; FREDRICH, J. T.; SANDIA NATIONAL LABORATORIES. Geomechanics Consideration for Through – and Near – Salt

Well Design., paper SPE 95621. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Dallas, Texas, U.S.A., 9-12 October 2005.

WILLSON, S. M.; SPE; BP AMERICA INC.; FOSSUM, A. F.; FREDRICH, J. T.; SANDIA NATIONAL LABORATORIES. Assessment of Salt Loading on Well Casings., SPE Drilling & Completion, v. 18, n. 1, p 13-21, March 2003.

WILLIAMSON, M. D.; MURRAY, S. J.; HAMILTON, T. A. P.; COPLAND, M. A. A Review of Zechstein Drilling Issues., paper SPE 51182. SPE Drilling & Completion, v. 13, n. 3, p. 174-181, 1998

Onac Soluções – Treinamento a Indústria de Óleo e Gas. PARTE II - PRODUÇÃO  
ONSHORE E OFFSHORE. Disponível em:  
<http://www.onacsolutions.com/exploracao%20de%20petroleo/parte%20ii%20-%20producao%20onshore%20e%20offshore.pdf>. Acesso em: 21 Nov. 2007.

Schlumberger. Diagram of differential sticking. Disponível em:  
<http://www.glossary.oilfield.slb.com/DisplayImage.cfm?ID=316>. Acesso em: 21 Nov. 2007