

PERFURAÇÃO EM FORMAÇÕES SALINAS

(Drilling in Salt Formations)

José L. Falcão (EP-ENGP/EP/PERF), Edgard Poiate Jr. e Álvaro M. da Costa (CENPES/PDP/MC) e Ivan A. da Silva (EP-EXP/AFOE/OPE)

1. RESUMO

Este artigo é uma coletânea de experiências das companhias de serviço, das operadoras e da própria Petrobras na perfuração de rochas salinas para prospecção de petróleo. Do ponto de vista exploratório, a presença dessas rochas na área aumenta as chances de sucesso exploratório. Visto que, pelas suas propriedades, esses sedimentos podem se deformar, dissolver e migrar, o que pode criar rotas preferências de fluxo e gerar estruturas e trapas estratigráficas propícios à acumulação de hidrocarbonetos. Fato que já é conhecido desde os primórdios da indústria do petróleo.

Além desses fatores, os sais são selos quase perfeitos para acumulações abaixo deles. Sua presença em bacias sedimentares tem importante significado econômico, tanto na fase de interpretação exploratória quanto na de perfuração de poços; uma vez que eles apresentam características mecânicas distintas das rochas siliciclásticas e carbonáticas. Entretanto, do ponto de vista operacional, a perfuração de algumas dessas rochas salinas está associada a um grande número de problemas de estabilidade de poços, a curto prazo, e integridade de revestimentos, a longo prazo, quando comparado com outras litologias, como se verá no decorrer deste artigo.

INTRODUÇÃO

Os sais pertencem a um grupo de rochas sedimentares chamadas *evaporitos*, depositados por evaporação da água do mar. Foram formados em bacias fechadas sujeitas a clima árido e com periódicos influxos de água marinha. A precipitação do sal durante a evaporação desses influxos resultou na deposição de seqüências de evaporitos, do menos solúvel para o mais solúvel. A calcita (CaCO_3) é um carbonato pouco solúvel e, portanto, o primeiro a se precipitar. A

anidrita (CaSO_4) e o gipso ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) são sulfatos e se depositam após os carbonatos. Os *cloretos ou sais solúveis*: halita (NaCl), silvita (KCl), carnalita ($\text{KMgCl}_3 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$), bischofita ($\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$) e taquidrita ($\text{CaCl}_2 \cdot 2\text{MgCl}_2 \cdot 12\text{H}_2\text{O}$), se depositam por último, nessa ordem.

Os *sais solúveis* são materiais geológicos atípicos, porque mesmo quando submetidos a uma tensão desviadora constante, uma considerável deformação pode ser esperada como função desta componente de tensão, do tempo de exposição e das suas propriedades físicas. Tal comportamento é chamado *creep* ou fluência e pode causar fechamento do poço a curto prazo; isto é, durante a perfuração. Porém, mesmo depois do poço revestido, essa fluência pode causar a longo prazo, o colapso do revestimento devido aos esforços adicionais impostos por esse fechamento, caso ele não tenha sido dimensionado para isso. Tal efeito é mais pronunciado quando há geração de cargas pontuais devido, por exemplo, à falha na cimentação; ou seja, deve-se considerar a fluência em toda a vida útil do projeto e não só na fase de perfuração.

Apesar disso, nem todos os sais são problemáticos. Quando o sal apresenta baixa mobilidade, ele passa a ser uma formação ideal para perfuração; devido a ser homogêneo, ter baixa porosidade, elevado gradiente de fratura e, em geral, apresentar uma boa taxa de penetração. No Golfo do México cerca de 97% do sal perfurado é halita. Em alguns prospectos *subsalt* da área, em que a halita apresenta baixa taxa de fluência, as locações são escolhidas, de preferência, onde sua espessura é maior, já que só é necessário de assentar um revestimento no topo e um na base da seção salina, em função das características descritas (Whitson e McFadyen, 2001). Porém, na perfuração de sais mais móveis (bischofita, carnalita e taquidrita), os problemas são multiplicados quando comparados com outros tipos de sedimentos. Não é raro ser necessário o assentamento de mais de uma coluna de revestimento para atravessar a seção.

Uma das técnicas empregadas para controlar a fluência do sal é utilizar fluido de perfuração com o peso específico o mais elevado permitido. Contudo, isso não é garantia de estabilidade do poço caso intercalações de outras litologias estejam presentes na seção atravessada. Nesse caso, deve-se considerar a possibilidade

de induzir perdas de circulação nesses sedimentos, em geral com menor gradiente de fratura. Adensar o fluido torna também o processo de perfuração mais lento, aumentando o tempo de exposição da formação e os problemas adversos associados. Além disso, a logística de preparo, armazenamento e tratamento do fluido aumentam o seu custo final.

Os desafios, entretanto, não se limitam somente à travessia do sal, mas também quando se perfura próximo a diápiros. Observa-se nas vizinhanças do diápiro, devido à mobilidade do sal, não só uma mudança do mergulho das camadas, o que pode dificultar o controle trajetória, como também uma alteração nas geopressões. Como resultado, o poço pode adquirir tendência de ganho de inclinação, mudança de direção, instabilidade ou pressão de poros anormal, a depender da proximidade da sua trajetória ao diápiro.

Do ponto de vista operacional, a principal característica dos evaporitos é sua mobilidade; entretanto, eles têm outras propriedades que os diferenciam dos demais sedimentos, como será visto na seção seguinte.

2. PROPRIEDADES DO SAL

Devido à sua estrutura cristalina, os evaporitos estão sujeitas 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. Carbonatos e sulfatos são essencialmente imóveis. Os cloretos que contêm água (bischofita, carnalita e taquidrita) apresentam as maiores taxas de fluência, movendo-se para dentro do poço assim que se estabelece a cavidade cilíndrica, enquanto que a halita, o sal mais comum da natureza, é menos móvel. 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 (Amaral *et al.* 1999).

Uma curva típica de fluência dos evaporitos apresenta três estágios (Figura 1). A partir da aplicação da tensão desviatória, a taxa de deformação é muito alta. Esta

deformação decresce ao longo do tempo até atingir uma taxa constante. Estes dois estágios são chamados de regime transiente e permanente de fluência ou fluência primária e secundária, respectivamente. 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 através de micro fraturamentos, resultando na ruptura do material.

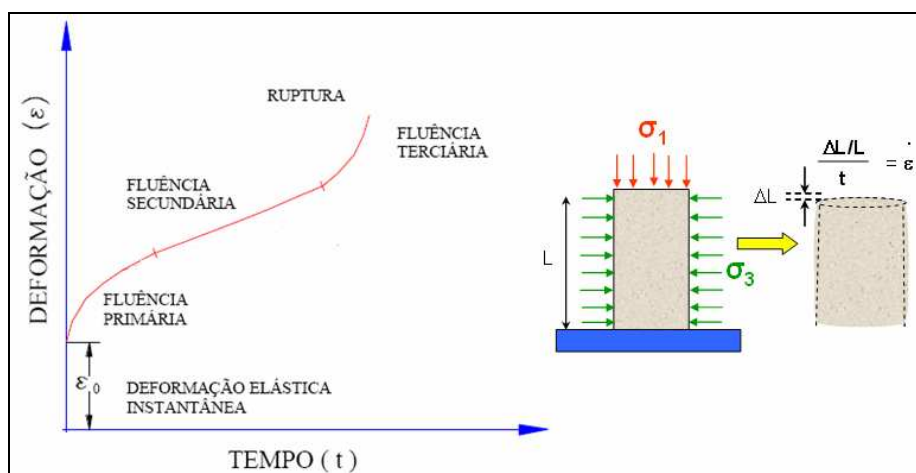


Figura 1– Curva Típica de Fluência do Sal (modificado de Costa 1984)

No decorrer deste artigo, quando nos referirmos genericamente a *sal* subentendem-se os sais solúveis (*halita, carnalita e taquidrita*). A Figura 2 ilustra os resultados dos ensaios de fluência dos sais citados, quando submetidas a uma tensão desviadora de 10 MPa (1415 psi) e temperatura de 86°C. Com 160 horas de ensaio, as deformações axiais específicas são, respectivamente, 0.15, 0.055 e 0.0014, ou seja, a taxa de mobilidade da taquidrita é em torno de 107 vezes maior que a da halita e cerca de 2.7 vezes maior que a da carnalita (Poiate, Costa & Falcão 2006). Isso faz com que a ocorrência de camadas de taquidrita na trajetória do poço seja uma garantia de problemas durante a perfuração, caso medidas paliativas não estejam planejadas.

Além da mobilidade, os sais possuem outras propriedades que os diferenciam dos demais sedimentos. Eles são praticamente impermeáveis e apresentam resistência a fratura superior ao das outras formações, assim, em uma seção homogênea não se espera perda de circulação; são solúveis em água, o que demanda o emprego de fluidos saturados durante a perfuração; são praticamente

incompressíveis, fazendo com que seu peso específico seja praticamente constante, independente da profundidade.

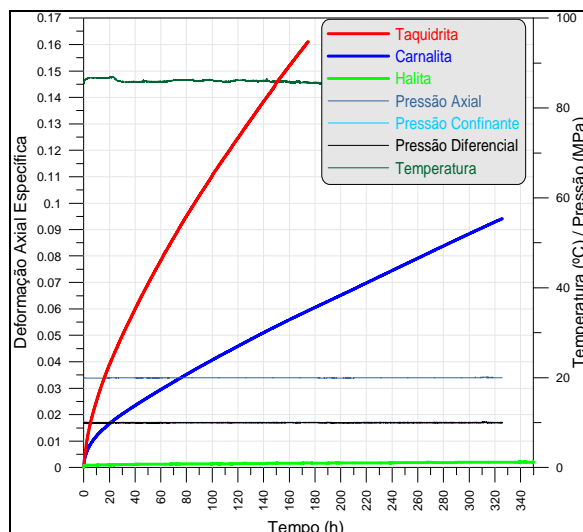


Figura 2 – Resultados dos ensaios de fluência da taquidrita, carnalita e halita, quando submetidas a uma tensão desviadora de 10MPa e temperatura de 86°C

Os sais têm também alta condutividade térmica (duas a três vezes superior a dos outros sedimentos), o que faz com que o gradiente geotérmico numa seção de sal seja menor do que o das formações acima e abaixo dela. Outras propriedades importantes, incluindo valores característicos de perfilagem, estão apresentadas na Tabela 1.

Tabela 1 – Algumas propriedades dos sais

SAL	Solubilidade g/100cc	Densidade g/cc	Tempo de Trânsito (μ sec/ft)	Porosidade Neutron	Raio Gama
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

3. HISTÓRICO DE PERFURAÇÃO DO SAL

Na indústria do petróleo, perfurar próximo ou através de sal vem sendo feito desde os primórdios dessa atividade em diversas partes do mundo: Mar do Norte, Costa do Golfo, Golfo do México, Mar Vermelho, Golfo Pérsico, Oeste da África,

Brasil, etc. O sal é um tipo de sedimento bastante peculiar, devido não só à variedade de seu comportamento, como também pelas diferentes formas com que pode ser encontrado, tais como: almofadas, diápiros, muralhas e até corpos isolados, formando o núcleo de corpos de outras rochas, chamados *rafts tectonicos* ou *jangadas*. Em certas bacias, ele também ocorre separado da camada mãe (*autóctone**), formando *línguas* imersas de sal alóctone* (Figura 3) acunhado nas seqüências sedimentares mais jovens (Mohriak, 2005).

* *Autóctone* é a denominação que se dá ao sal que não sofreu deslocamento significativo em relação ao seu local original de deposição. *Alóctone* é o sal que, devido a contínua movimentação, está longe do seu local original de deposição.

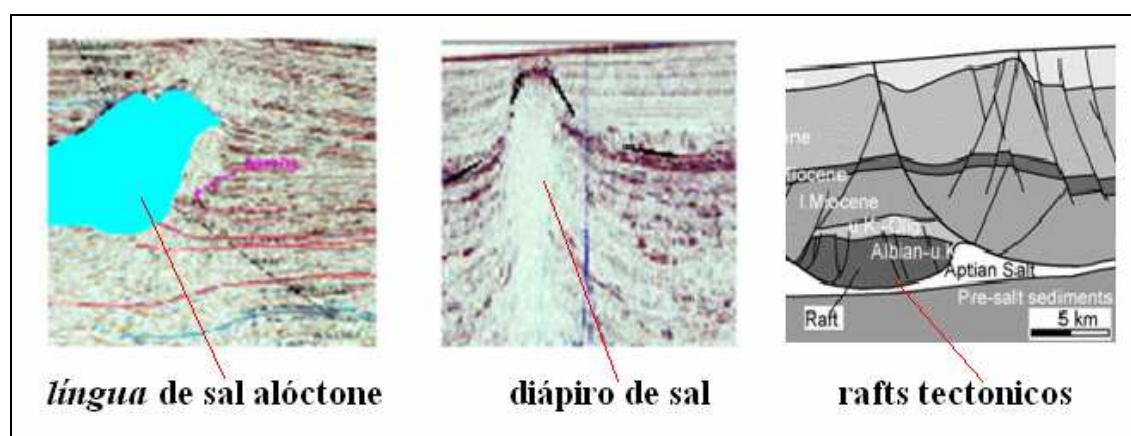


Figura 3 – Geometrias existentes do Golfo do México (Fredrich *et al.*, 2003) e Oeste da África

Até o final da última década, as extensões atravessadas consistiam de, no máximo, algumas centenas de metros. Porém, com o início da exploração subsal, no Golfo do México, extensões de mais de 3000 metros de halita já foram atravessadas (Whitson e McFadyen, 2001).

A taxa de penetração nos sais solúveis é maior do que nos demais sedimentos. Esta é inclusive uma das técnicas empregadas durante a operação para se marcar o topo da seção, visto que há um aumento repentino da taxa quando a seção salina é penetrada. Contudo, a perfuração de sais com alta mobilidade apresenta grandes desafios do ponto de vista operacional. Os principais problemas são: fechamento do poço, torques elevados, repasses, prisão de coluna, desvios e colapso do revestimento, podendo levar até a perda do poço.

Diversas técnicas vêm sendo aplicadas para mitigar esse problema, com variado grau de sucesso. A utilização de fluido à base água *subsaturado* com NaCl foi uma das primeiras técnicas empregadas, visto que, além da ação de corte provida pela broca, o fluido de perfuração ainda contribuía com uma parcela adicional associada à dissolução (Sheffield *et al.*, 1983). Porém, quando sais mais solúveis eram atravessados, ocorria uma significativa dissolução dessas camadas, resultando em verdadeiras cavernas no intervalo. Além disso, o caliper ao longo da seção ficava muito irregular, prejudicando o carregamento de cascalhos e provocando freqüentes prisões de coluna por má limpeza do anular. Por outro lado, quando em uma seção de halita ocorriam intercalações de anidrita ou outra rocha insolúvel, havia uma tendência à formação de batentes na parede do poço (Figura 4). Tais batentes causavam não só irregularidades no *caliper*, dificultando posteriormente a descida de revestimento, como os impactos da coluna nesses batentes causavam a queda de blocos grandes que caíam sobre o BHA (*bottom hole assembly*) causando prisão por acunhamento (Kishi, 2005).



Figura 4 – Formação de batentes de anidrita devido à dissolução da halita

Constatava-se também, que a concentração de tensões, após o corte da seção de sal, também causava prisões na broca, sobretudo durante as conexões, obrigando a injetar tampões de água doce para a sua liberação. Em alguns poços, a freqüência desses tampões era tal que, na prática, resultava como se a seção tivesse sido perfurada com fluido *não saturado*, tornando os problemas mencionados ainda mais críticos.

A constatação anterior levou a se a se *saturar* o sistema com NaCl antes de atravessar o sal; ou seja, taxa de penetração e salinidade do fluido eram constantemente monitoradas. Ao se detectar o aumento de qualquer uma delas, interrompia-se a operação para saturar o sistema. Para essa aplicação notava-se que a qualidade do caliper do poço melhorava com a profundidade. Isso se dava porque, com o avanço da perfuração, o fluido ia sendo saturado pelos diferentes sais encontrados no intervalo. Porém, a solubilidade do sal é diretamente proporcional a temperatura. Isto é, um fluido saturado na superfície, em condições normais de pressão e temperatura, quando atingia o intervalo de interesse, com temperaturas mais elevadas, passava a ser subsaturado, causando novamente os problemas já mencionados. Era freqüente, em certas situações, supersaturar o fluido (Stach e Jones, 1986).

No início da década de 80, com a evolução da tecnologia de fluidos, novas formulações foram colocados no mercado, entre elas destacamos os fluidos não aquosos. O primeiro, desse tipo, a ser utilizado foi o fluido a base de óleo diesel, isto é uma emulsão de água em óleo, onde o óleo é a fase contínua. Essa inovação praticamente eliminava a dissolução do sal e melhorava a qualidade do *caliper*. Porém, dependendo da taxa de mobilidade, prisões de coluna ainda podiam ocorrer, visto que a broca tinha o mesmo diâmetro do poço e o fluido a base óleo não contribuía com nenhum alargamento adicional.

Para solucionar esse problema, foi introduzido nos anos seguintes um método que permitia perfurar e alargar simultaneamente. Deste modo, mesmo com algum fechamento do poço, haveria tempo para concluir a perfuração, revestir e cimentar, sem que ocorresse prisão da coluna. Passou-se então a perfurar com fluido a base óleo diesel e a alargar simultaneamente o poço com um equipamento chamado de *Undereamer* posicionado acima da broca (Figura 5). Mesmo assim, ainda ocorriam prisões da broca com o fechamento do sal entre a broca e o alargador, em alguns poços onde a fluência era maior. (James, 1986).

No final da década de 80, surgiu à primeira broca excêntrica. Seu princípio de funcionamento baseava-se na leve descentralização do seu pino em relação ao eixo da coluna, fazendo com que o poço perfurado tivesse um diâmetro

ligeiramente superior ao da passagem da broca. Por exemplo, uma broca de 8 ½" com excentricidade de 1/16", produzia um poço de 8 5/8". Apesar do pequeno alargamento (1/8"), seções de sal com baixa fluência podiam ser perfurados sem ameaça de prisão. Para descida do revestimento, caso necessário, o poço era alargado com *undereamer*, uma vez que a broca excêntrica não permitia repasse.

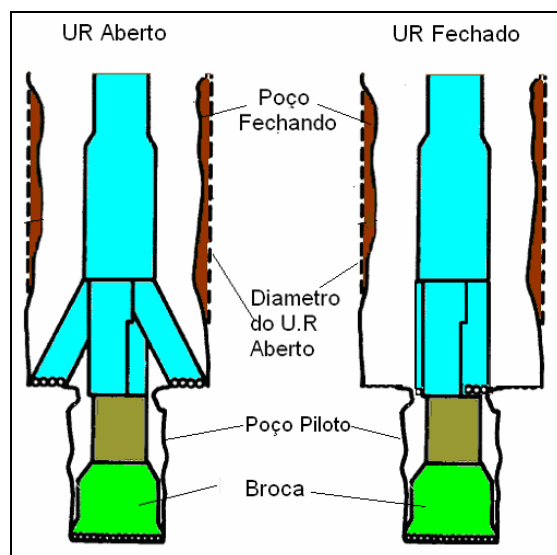


Figura 5 – Fechamento do poço quando perfurando sal com alargador

Com a evolução desse conceito, surgiu a broca bicêntrica, a qual também perfurava e alargava o poço, simultaneamente, com a vantagem de promover um maior alargamento, compatível com o diâmetro do revestimento a ser descido. Em seguida, era corrido o *caliper* e, a depender do diâmetro do poço, era descido o revestimento, passando o *undereamer* a servir como contingência.

Devido a restrições ambientais, já que os fluidos à base óleo diesel possuem alta toxicidade, passou-se a usar fluidos não aquosos *sintéticos*, menos tóxicos. Dos tipos usados na perfuração do sal, os fluidos à base óleo diesel e atualmente os sintéticos, são os que têm mostrado melhores resultados. Os fluidos à base água, contudo, continuam em uso e têm o seu cenário de aplicação (Whitson e McFadyen, 2001); porém, seu emprego requer um conhecimento mais detalhado da litologia e estratigrafia da seção salina.

Atualmente, com o emprego de simuladores de fluência calibrados com ensaios de laboratório, podem-se estabelecer curvas de fechamento do sal ao longo do

tempo para diferentes pesos específicos de fluido de perfuração. Com isso se determinar o peso específico ideal do fluido que possa retardar esse fechamento, permitindo a conclusão da perfuração e garantindo a integridade do poço ao longo de sua vida útil.

No Brasil, as bacias marítimas incluem um importante intervalo estratigráfico de idade Aptiana, no qual se tem atravessado evaporitos durante a perfuração. Para se ter uma idéia dos desafios na perfuração de alguns desses evaporitos, citamos um histórico da Bacia de Campos (Oliveira *et al.*, 1985). Até 1985, foram perfurados 22 poços que atravessaram mais de 10 metros de sais solúveis. Destes, 11 poços tiveram problemas associados ao fechamento; um teve o revestimento colapsado, três foram desviados e três foram perdidos, resultando em grandes custos operacionais.

O registro de outro poço executado em 1989, que perfurou 222 metros de uma seqüência de halita e anidrita, mostrou que apesar de todos os cuidados tomados no planejamento, incluindo o uso de emulsão inversa e broca excêntrica, ocorreram oito prisões de coluna, gerando várias pescarias e um desvio de poço (Fartes, 1989).

Com a experiência adquirida na perfuração desses poços, observou-se que, iniciado o fechamento, devido à inércia, ficava mais difícil reverter o processo, mesmo com o adensamento posterior do fluido, o que às vezes não é possível devido à sapata estar numa formação que apresenta gradiente de fratura menor. Verificou-se também que, depois de repassado o poço e removido a camada que fluiu em função da concentração de tensões logo que se perfura o sal, o fechamento seguinte era mais lento, permitindo avançar com certa segurança. Passou-se então a adotar o seguinte procedimento (Kishi, 2005):

- Saturar o fluido antes de atingir o sal para evitar arrombamento do poço;
- Perfurar cerca de 3 metros, suspender a coluna e repassar o intervalo;
- Repetir o processo com maior ou menor freqüência, a depender do comportamento observado;
- Fazer manobra curta a cada seção perfurada, caso haja indícios de fechamento;

- Concluída a perfuração, correr o perfil *caliper* e repassar os intervalos onde ocorrer fechamento mais intenso;
- Decorrido algum tempo, correr outro perfil *caliper* para avaliar o fechamento e estimar o tempo disponível para a descida do revestimento e cimentação.

Em 1997 foi executado outro poço aplicando esses procedimentos, aliado a uma tecnologia mais moderna e a avaliação da taxa de fluência através do simulador. Foram atravessados 390 metros de halita. O peso do fluido projetado, baseado na simulação, estabilizou o sal e o intervalo foi atravessado sem problemas.

No ano seguinte, foi perfurado outro poço na mesma área, aplicando os mesmos o mesmo procedimento. Contudo, devido à taxa de fluência nesse poço ter se mostrado muito superior ao do anterior, ocorreram diversos problemas operacionais. O intervalo de halita perfurado foi de somente 120 metros. O fechamento no topo da camada de sal (puro e cristalino) mostrou-se maior que na base (argiloso e fino), gerando vários repasses e resultando em prisão da coluna. Os perfis *caliper* corridos logo após a perfuração indicaram forte taxa de fechamento, da ordem de 0.05 pol/hora. Estava-se perfurando com broca de 12 ¼" e alargando para 14 ¾", porém, em função do fechamento, o poço teve que ser realargado para 15". Após a descida do revestimento de 9 5/8", cobrindo o sal, e durante a perfuração da fase de 8 ½" constatou-se o colapso desse revestimento, fato que causou prejuízos de milhões de dólares. Numa investigação posterior, concluiu-se que o fenômeno responsável pela excessiva taxa de fluência foi que a área estava submetida a um estado inicial de tensões com coeficiente de empuxo horizontal superior a 1.0 (Costa & Poiate 2003), ou seja, a tensão horizontal era superior ao gradiente de overburden.

Devido a esse insucesso, foi aberto um projeto no CENPES para avaliar as propriedades mecânicas do sal para o cenário apresentado e calibrar o modelo de fluência em uso. Diversos testemunhos de sal foram extraídos em poços terrestres na Bacia de Sergipe/Alagoas, cujos sais são geologicamente similares aos da área em estudo, e realizada uma extensa campanha de ensaios triaxiais de fluência no laboratório construído pela Petrobras no Instituto de Pesquisas Tecnológicas de São Paulo (IPT-SP). Com os resultados deste estudo

juntamente com aplicação de novas tecnologias e a utilização de procedimentos operacionais elaborados especificamente para cada poço, baseado na experiência anterior, foram projetados e executados mais três poços na área, com respectivamente 203, 568 e 744 metros de espessura de sal. Foi utilizado fluido sintético em todos os poços e em cada um deles o peso específico foi determinado com o simulador, já com as propriedades dos sais da seção litológica. Todos eles foram perfurados e os revestimentos descidos sem ocorrência de fechamento ou ameaça de prisão (Costa *et al.*, 2005).

Até 2006, a máxima espessura de sal atravessada na Bacia do Espírito Santo foi de 364 metros. Poços em terra também atravessam algumas centenas de metros de sal na Bacia de Sergipe/Alagoas e do Solimões. Na Bacia de Santos já se atingiu 1933 metros, antes disso tinha sido de 848 metros; entretanto, com o início da exploração dos prospectos *subsal* nos blocos de águas profundas, camadas mais espessas são esperadas.

Em poços onde a fluência do sal é um parâmetro importante, uma das principais ferramentas utilizadas no projeto é a avaliação da taxa de fechamento através de simuladores, como será visto adiante.

4. MODELOS PARA AVALIAR A FLUÊNCIA DO SAL

Como já comentado, o fechamento do poço durante a perfuração de uma seção salina é função não só do tipo de sal, mas também da tensão *in situ* e da temperatura. Além disso, a mobilidade também é influenciada pelo modo como o sal foi depositado, se em uma seqüência contínua ou descontínua - intercalado com outros sedimentos. Conhecendo-se as suas, pode-se estimar a taxa de fechamento em função do tempo, para o peso específico do fluido de perfuração definido. A Equação 1, desenvolvida empiricamente para a costa do Golfo do México (Barker *et al.*, 1992), tem-se mostrado útil numa estimativa inicial da taxa de fluência da região.

$$r = \frac{r_o}{\exp \left\{ \Delta t \times \left(\frac{3^\gamma}{4n - 2} \right) \times A \times (\sigma_h - P)^n \times e^{-\left(\frac{B}{T}\right)} \right\}} \quad (1)$$

onde: r = Raio do poço após o tempo Δt (pol)

r_0 = Raio inicial do poço - broca ou do alargador (pol)

Δt = Tempo decorrido após a perfuração (seg)

$\gamma = 0.5(n+1)$

n = Expoente de tensão do sal (4.5 ± 1.3)

A = Constante do sal: $(1.42 \pm 0.5) \times 10^{-13} \text{ (psi)}^{-n} \text{ seg}^{-1}$

σ_h = Tensão horizontal no sal (psi)

P = Pressão exercida pelo fluido de perfuração (psi)

B = Expoente de temperatura do sal: $8000 \pm 2000 \text{ (K)}$

T = Temperatura na profundidade analisada (K)

Atualmente os modelos numéricos representam melhor o comportamento dos evaporitos. Entretanto, para sua utilização, os sais atravessados pelo poço precisam ser bem caracterizados, o que requer diversos ensaios triaxiais de fluência das amostras, submetidas a diversas tensões diferenciais e temperaturas, de modo a se obter as propriedades, que serão usadas no simulador, o mais próximo possível das condições reais. Para isso, é necessária uma coleta de testemunhos do sal, obtido em áreas onde essa operação é de baixo custo, mas exista correlação litológica com a área a ser perfurada.

A partir da definição da litologia e do perfil de temperatura da locação, gera-se o modelo discreto axissimétrico em elementos finitos respeitando-se a posição estratigráfica de todas as camadas e a variação das propriedades de fluência do sal em função da profundidade. A fluência dos evaporitos é analisada segundo o comportamento elasto/visco-elástico adotando-se a lei constitutiva de mecanismo duplo de deformação (Costa & Poiate 2003 e Costa et. al. 2005). Para discretização e solução das equações diferenciais de equilíbrio do contínuo, no tempo, utiliza-se o método dos elementos finitos, aplicando-se o simulador desenvolvido por Costa (1984). Estas simulações demandam grande esforço computacional, pela característica não linear do modelo, bem como pelo nível de discretização exigido para a correta representação do fenômeno físico do processo de perfuração e das condições de contorno.

O simulador permite prever o fechamento do poço para diferentes tipos de evaporitos, acompanhando no tempo a evolução da perfuração, onde o comportamento estrutural do poço é simulado adotando-se a escavação por etapas, admitindo-se uma velocidade de avanço da broca ao longo do tempo. Tal procedimento constitui-se em uma vantagem diferencial do programa, fornecendo subsídios valiosos para a operação. Pois, em função da posição da broca, temos condições de melhor avaliar o que está ocorrendo no trecho já perfurado e o risco de aprisionamento da coluna. No exemplo da Figura 6, as curvas de fechamento do poço com o tempo para cada uma das camadas iniciam-se quando a escavação, no caso a broca, atinge a respectiva profundidade. É importante notar que o maior fechamento ocorre, como esperado, na taquidrita, que tem uma taxa de fluência, bem maior que a da halita.

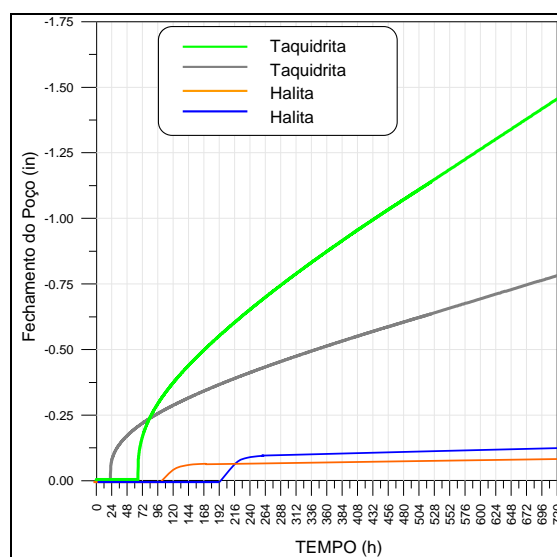


Figura 6 – Resultados da simulação do fechamento de algumas camadas de sal ao longo do poço

Quando bem calibrado, o uso do simulador permite prever também os esforços adicionais que o fechamento do poço provocará no revestimento e, desse modo, otimizar seu dimensionamento. Para grandes extensões de sal, o simulador auxilia também no posicionamento da sapata do revestimento, visto que muitas vezes é necessária a descida de um revestimento intermediário, isolando os intervalos mais problemáticos, para que se possa concluir a travessia da seção.

5. INFLUÊNCIA DO SAL NAS GEOPRESSÕES

A sobrecarga do pacote de sedimentos sobrepostos à camada de sal provoca uma reação destes sobre os sedimentos adjacentes. Se ao longo do tempo em que este carregamento foi sendo aplicado, tiver havido movimentação da camada de sal relativo à rocha encaixante, estes sedimentos adjacentes poderão se apresentar fraturados. Como resultado, as regiões acima do topo e abaixo da base do sal terão elevado potencial para perda de circulação. Por outro lado, caso haja algum impedimento à migração de fluidos durante o soterramento desses sedimentos, o carregamento reativo será absorvido pelos fluidos através da elevação da pressão de poros. Assim, em ambas as faces da seção de evaporitos, os sedimentos adjacentes poderão apresentar alguma anomalia no gradiente de geopressões.

5.1. Gradiente de Pressão de Poros (PP)

Devido às suas características de baixíssima porosidade, os sais são praticamente impermeáveis e, portanto o conceito de *pressão de poros* não se aplica a eles. Por outro lado, devido à sua mobilidade, podem induzir sobre pressões nos sedimentos adjacentes. Um exemplo dessa anomalia de pressão, está mostrado esquematicamente na Figura 7, diápiro de Zechstein no Mar do Norte (Seymour e Rae, 1993).

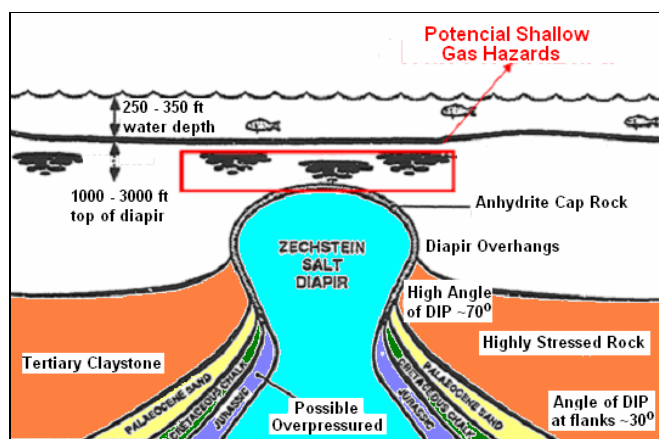


Figura 7 – *Shallow hazards* gerados por movimentação do diápiro de sal (Seymour e Rae, 1993)

Adicionalmente, os fluidos originalmente instalados na interface do sal recebem adição do efluente de água doce, proveniente da transformação do gipso em

anidrita. Assim, a desidratação do gipso contribui com um aumento significativo da pressão de poros. A possibilidade de falta de drenagem nestas regiões é favorecida, pois tanto a halita quanto a anidrita selam esses fluidos quando situados abaixo de suas camadas (Oliveira *et al.*, 1985).

A associação de diápiros de sal e pressões anormais tem sido encontrada durante a perfuração em diversas partes do mundo (Fertl, 1976). Há possibilidade de ocorrência de zonas sobre pressurizadas tanto abaixo como acima do sal (*shallow hazards*), sendo que a zona de transição abaixo deles é de difícil avaliação pelos processos convencionais baseados na taxa de compactação e alteração da porosidade. Na execução de poços que atravessam grandes extensões de sal, as técnicas de aquisição de perfis durante a perfuração (LWD), associadas às técnicas já estabelecidas de sísmica de poço, devem ser utilizadas para avaliação da pressão de poros durante a perfuração.

5.2. Gradiente de Fratura (GF)

Os sais não podem ser tratados com modelos clássicos de poro-elasticidade, uma vez que tem um comportamento elasto/visco-elástico. Em seções salinas limpas e homogêneas, o gradiente de fratura tem se mostrado sempre maior que o de *overburden* (OVB). Levantamentos de testes de absorção (LOT) realizados no Golfo do México (Whitson e McFadyen, 2001; Barker e Meeks, 2003) indicam que, em boa parte dos casos, o gradiente de fratura é de 5% a 10% maior que o *overburden*. Na Figura 8, representando um poço em águas profundas nessa área, observa-se um gradiente de fratura, no sal, maior que o de *overburden*; contudo, na formação abaixo nota-se uma reversão dessa tendência.

Essa reversão é explicada pela movimentação do sal dentro dos sedimentos adjacentes que pode causar fragilização dessas interfaces. Essas zonas falhadas através das quais o sal se movimenta são denominadas *Rubble Zones* (Fredrich *et al.*, 2003). O material não tem resistência devido à sua coesão ter sido destruída por essa movimentação. Tais zonas mecanicamente alteradas tendem a se localizar na interface com a base da seção salina, onde é possível tanto a ocorrência de perdas de circulação, como um potencial foco para instabilidade de

poço. O projeto do fluido deve considerar todas essas situações, como se verá a seguir.

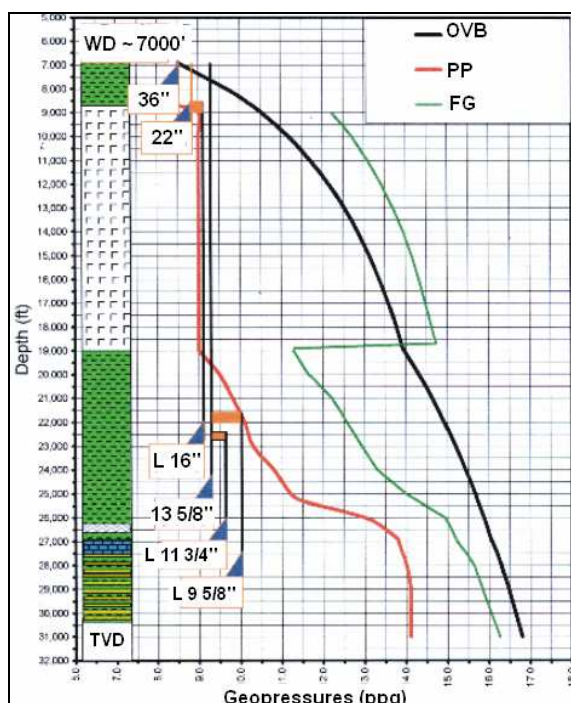


Figura 8 – Alteração das geopressões acima e abaixo do sal no Golfo do México (Tomasi, 2005)

6. TECNOLOGIA DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

Quanto aos sistemas de fluidos recomendados para perfuração de zonas de sal, existem basicamente dois:

6.1. Fluidos à Base Água Saturada (NaCl)

Esses fluidos são largamente empregados na perfuração de pequenos intervalos salinos, muito utilizados na década de 80.

Vantagens	Desvantagens
<ul style="list-style-type: none"> Baixo custo; Simples formulação; Boa estabilidade reológica; Permitido descarte do fluido e dos cascalhos no mar. 	<ul style="list-style-type: none"> Solubilidade aumenta com temperatura; Potencial de corrosão elevado; Não impede dissolução de outros sais; Logística - necessita grande quantidade de sal para que se alcance a saturação.

6.2. Fluidos Não Aquosos ou Sintéticos

São os fluidos à base de n-parafina ou uma base sintética, éster, por exemplo, menos tóxicos que os fluidos à base de óleo diesel, anteriormente utilizados. São os mais empregados pelas operadoras para perfurar espessas seções salinas.

Vantagens	Desvantagens
<ul style="list-style-type: none">• Maior estabilidade térmica;• Elevada lubricidade;• Maior potencial de inibição química de argilas intercaladas ajuda a reduzir o alargamento do poço e a instabilidade do fluido por incorporação de sólidos;• Boa estabilidade reológica.	<ul style="list-style-type: none">• Fluido novo é mais caro, mas pode ser reaproveitado;• Maior limitação à utilização de produtos para combater perda de circulação;• Não é permitido o descarte do fluido no mar;• Requer secador de cascalhos para atender legislação ambiental. Teor de fluido agregado aos cascalhos não pode exceder 6,9%;• Maior dificuldade na detecção de kick de gás

Associados ao tipo de fluido utilizado, os problemas que podem se apresentar na perfuração de sais são:

- **Solubilidade dos sais**

Os sais apresentam solubilidades diferentes (tabela 1), dificultando a formulação de um fluido que possa impedir essas dissoluções. Nesse aspecto, o fluido sintético também leva nítida vantagem, pois como não tem água livre, não interfere na solubilidade dos sais atravessados. Os resultados em termos de *caliper* serão bem melhores se comparados com o sistema de fluido à base água saturado que terá um efeito maior na dissolução da seção de evaporitos.

- **Rubble Zone**

Durante a perfuração dessas zonas fraturadas, deve-se ter muita atenção e realizar um acompanhamento rigoroso para prevenção e combate à perda de circulação, fazendo uso de tampões de LCM (*lost circulation material*), deslocando tampões e monitorando o ECD (*equivalent circulation density*). Nessa situação, pode-se assegurar que o fluido à base água é mais recomendado por permitir a utilização de maior variedade de produtos de combate à perda de circulação. Por outro lado, a utilização do fluido à base não aquosa permite peso específico menor quando da necessidade de redução da hidrostática no poço.

- **Taxa de fluência do sal**

Para esse problema de instabilidade mecânica, tanto o fluido sintético como o aquoso saturado não terão muito a contribuir. Entretanto, o sintético, por ter uma base orgânica na fase contínua, conferindo maior inibição às formações argilosas, é mais recomendado. Esse melhor desempenho do fluido sintético é citado na literatura pela maioria das operadoras. Por outro lado, é indispensável o adensamento do fluido. Lembrando também que o uso de alargadores contribui para sanar os problemas associados a fluência do sal como se verá a seguir.

7. TECNOLOGIA DE ALARGAMENTOS

Para perfurar espessas camadas de sal com alta mobilidade, a estratégia atual está sendo utilizar fluidos sintéticos adensados e perfurar e alargar o poço simultaneamente. A tecnologia dos alargadores tem sido empregada para se perfurar um poço com um diâmetro maior ou, em alguns casos específicos, igual ao da broca utilizada. Existem dois conceitos de alargadores atualmente em uso: excêntricos e concêntricos.

7.1. Tecnologia Excêntrica

É uma tecnologia de alargadores que não possui partes móveis. A sua ação de alargamento deve-se ao centro de rotação da ferramenta não coincidir com o eixo de rotação da coluna, o que faz com que o diâmetro do poço perfurado seja maior que o diâmetro de passagem da ferramenta.

Existem atualmente no mercado dois tipos de alargadores usando essa tecnologia: brocas bicêntricas e *Ream While Drilling* (RWD). As brocas excêntricas não vêm sendo usadas para esse fim devido ao pequeno alargamento proporcionado.

7.1.1. Brocas Bicêntricas

O nome bicêntrica se deve ao centro da broca não coincidir com o centro do poço. É uma broca sem partes móveis, cuja estrutura cortante é de PDC (diamante policristalino). Foi desenvolvida nos anos 90 para perfurar e alargar o

poço simultaneamente. Existem diversos modelos utilizando o mesmo conceito. Na Figura 9-A está apresentada uma broca desse tipo fabricada pela DPI.

Elas têm custo inferior ao dos *underemers* e permitem alargar o poço em até 20% de seu diâmetro de passagem, o que, no caso de seu adequado funcionamento, praticamente elimina a possibilidade de prisão da broca por fechamento do poço. No exemplo da Figura 9-B, mostra-se um poço é perfurado com broca bicêntrica de 12 ¼" e alargado para 14 ¾". Quando se perfura com broca bicêntrica, o diâmetro do poço é maior do que qualquer um dos estabilizadores. Isso confere à broca uma tendência de desvio em poços verticais e grande dificuldade na manutenção da inclinação nos direcionais. Devido a isso, temos que limitar a rotação e o peso sobre broca em função da impossibilidade de se estabilizar a coluna adequadamente, o que resulta em redução na taxa de penetração.

Verifica-se também que, devido à sua descentralização, essas brocas podem gerar vibrações prejudiciais aos equipamentos e à coluna de perfuração. Outra desvantagem é que, algumas vezes, a qualidade do alargamento não é tão boa quanto esperada, podendo resultar em poços espiralados, dificultando assim, a descida do revestimento. Além disso, a sua utilização não dispensa o emprego do *undereamer*, uma vez que ela não é adequada para repasse, caso necessário.

7.1.2. Drill Out Ream While Drilling – DORWD (Baker Hughes)

O DORWD é outra tecnologia de alargamento com cortadores de PDC, também sem partes móveis, introduzida no mercado no final dos anos 90 (Figura 9-C). A ação de alargamento simultâneo durante a perfuração é promovida por um reforço de estabilização, posicionado na lateral oposta às aletas de alargamento. O DORWD é melhor balanceada que a broca bicêntrica, além de permitir um melhor controle do direcional. Porém, também não elimina o uso do *undereamer*, visto que esse equipamento também não foi projetado para repasse.

Difere das brocas bicêntricas devido ao projeto em duas peças, ou seja, o alargador está separado da broca, flexibilizando a seleção da broca e do BHA, já que o DORWD pode ser colocado em qualquer posição na coluna, não precisando ficar logo acima da broca.

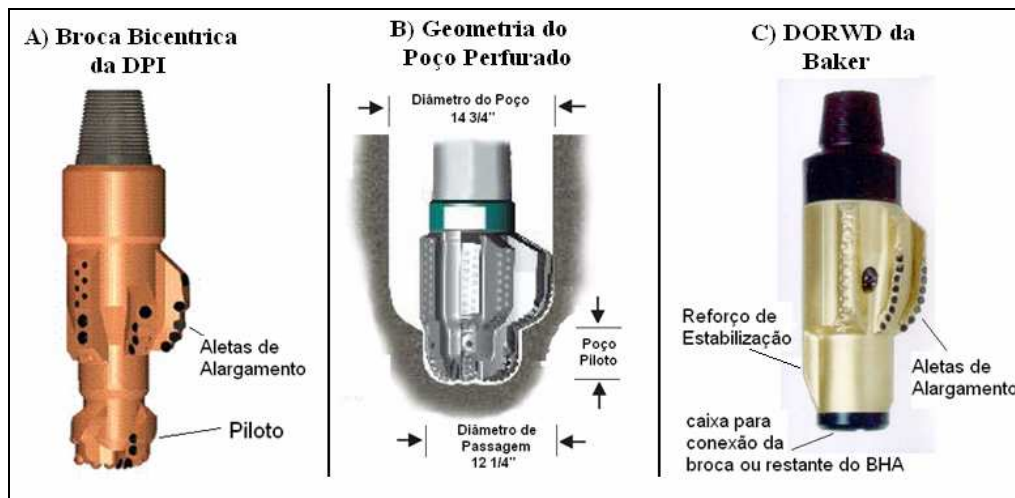


Figura 9 – Alargadores Excêntricos

7.2. Tecnologia Concêntrica

Esse tipo de alargador foi projetado para perfurar e alargar simultaneamente ou só alargar um poço pré-perfurado a partir de certo ponto. Os cortadores são mantidos fechados até passar pelo ponto a partir do qual se quer alargar. Aplicando um diferencial de pressão na ferramenta, os braços se abrem e ele passa a alargar; desligando as bombas, ele volta ao seu diâmetro original. Tem como vantagem sobre os alargadores excêntricos permitir repasses e como desvantagem, o fato de possuir partes móveis, aumentando a possibilidade de quebra, podendo gerar operações de pescaria. A seguir um detalhamento dos *undereamers* concêntricos mais comuns.

7.2.1. Undereamer Reamaster (Smith International)

Foi projetado com dois braços alargadores com dois cortadores grandes. Os cortadores podem ser de PDC ou com rolamentos selados com dentes de aço ou insertos de carbeto de tungstênio (Figura 10-A). Permite alargar o poço em até 40% do diâmetro do piloto sendo que o modelo atual é mais recomendável para formações moles. Versão mais robusta para formações médias está em desenvolvimento. Pode ser posicionado logo acima da broca ou mais distante caso necessário, de modo similar ao DORWD.

Os pontos fracos deste equipamento são os braços alargadores que, por serem muito solicitados durante a operação, podem se quebrar, gerando um peixe muito difícil de ser pescado em função da geometria do poço.

7.2.2. Rhino Reamer (Smith International)

O Rhino Reamer foi projetado com três blocos com cortadores defasados de 120°, acionados hidraulicamente, e que produzem um poço concêntrico, permitindo alargar até 20% acima do diâmetro da broca utilizada (Figura 10-B). Cortadores de PDC fornecem uma estrutura de corte durável, tanto para alargamentos quando para repasses para cima (*back reaming*). Também pode ser posicionado logo acima da broca ou mais distante, caso necessário.

O modelo atual é mais indicado para formações moles, caso da maioria dos evaporitos. Versão mais robusta para formações médias está em desenvolvimento. Entre os benefícios adicionais dessa ferramenta, destacam-se: balanço de massas que elimina vibrações; indicação de pressão na superfície que permite avaliar se a abertura dos cortadores foi plena; poder ser descido com BHA para poços direcionais, inclusive com os *rotary steerables*; além do que, pelas suas características de projeto, é menos propenso à quebra dos alargadores do que o Reamaster.

7.2.3. Anderreamer (Andergauge)

Similar ao Rhino Reamer em geometria (Figura 10-C) possui três blocos cortadores defasados de 120°, podendo ser acionados por aplicação de peso ou hidraulicamente. Possui seis fileiras de PDC, duas por cortador, com perfil parabólico. Têm as mesmas vantagens e desvantagens do Rhino Reamer e a vantagem adicional de ter uma estrutura de corte e disposição de cortadores mais robusta. É indicado para alargar formações mais duras, tais como anidrita.

7.2.4. Brocas Expansíveis (Weatherford)

Esse tipo de alargador, que ainda está em fase de teste, após ter as aletas expandidas pode alargar um poço em até 40% do seu diâmetro nominal. É

composto de quatro aletas revestidas de cortadores de PDC, defasados de 90°. Depois de aberta, adquire a capacidade de perfuração de uma broca de PDC. A sua expansão se dá pelo deslocamento de um pistão interno por pressão hidráulica, que causa a abertura das aletas e uma mola interna as recolhe assim que a pressão é removida (Figura 10-D). Ao contrário dos outros modelos concêntricos, o alargamento é integral, eliminando a possibilidade de prisão no intervalo entre a broca e o alargador, que pode ocorrer nos outros tipos. Ela é mais indicada para formações moles e pode também operar em alargamentos simultâneo em trechos direcionais.

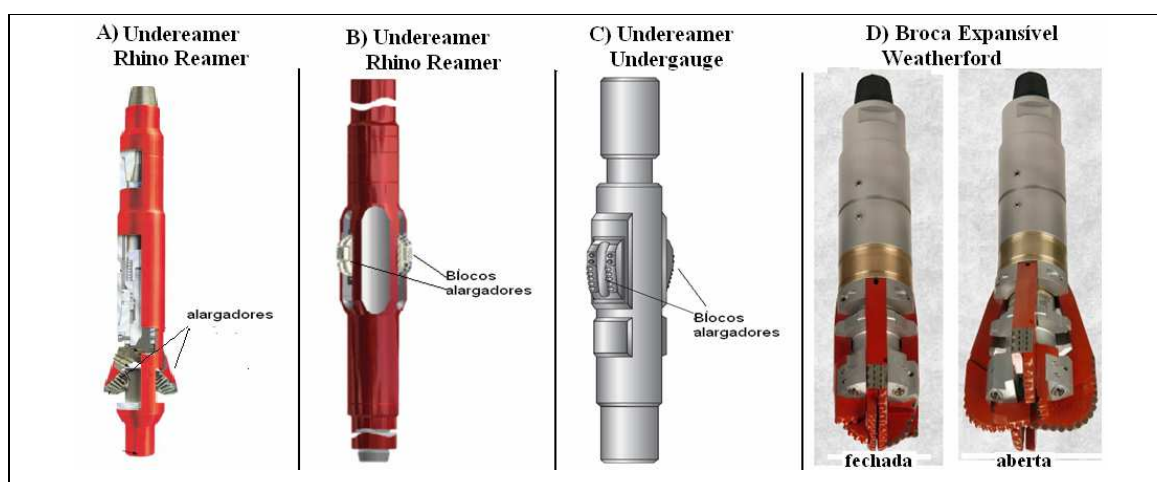


Figura 10 – Alargadores Concêntricos

8. PROJETO DE REVESTIMENTO FRENTE AO SAL

É particularmente importante que o revestimento cubra a seção salina. O objetivo é isolar o sal da formação acima e ter a opção de também revestir a *rubble zone*, imediatamente abaixo do sal, caso necessário. A sísmica 3D, a simulação da fluência e os poços de correlação, caso existam, ajudam a determinar quantas colunas de revestimento serão necessárias para atravessar a seção e o posicionamento das sapatas.

A natureza da mobilidade do sal pode ter grande influência na integridade do revestimento a longo prazo. Se essa mobilidade for devida somente à relaxação de tensões provocada pela perfuração do poço, é mais provável que o

carregamento provocado seja radialmente uniforme. No caso dele ser provocada por movimentação da camada de sal, é provável que o carregamento imposto não seja uniforme. Em ambos os casos, os esforços são mais significativos e complexos em poços desviados (Sá *et al.*, 1999).

O projeto para essa classe de poços é essencialmente um exercício de contabilidade, entre o custo de uma seção adicional de revestimento, para isolamento de uma zona de sal problemática, e o risco de não utilizar a coluna adicional e incorrer em custos maiores devido aos problemas gerados. Há basicamente três critérios que precisam ser satisfeitos antes de iniciar a operação: identificar, quantificar e gerenciar os riscos. Uma vez que eles tenham sido considerados e avaliados, a confiança no programa de perfuração está praticamente garantida.

Tradicionalmente, para o projeto dos revestimentos que ficam frente ao sal se assume um gradiente externo equivalente ao *overburden* (1,0 psi/ft), apesar de valores superiores a esse (1,2 psi/ft) já terem sido utilizados (Sheffield *et al.*, 1983), assegurando que sua resistência ao colapso atenda com segurança às orientações da API.

Quando o fechamento do poço é devido somente à fluência do sal, a execução de uma boa cimentação praticamente garante um subsequente carregamento uniforme do revestimento, sendo esta a base da derivação da resistência do revestimento ao colapso, elaborado pela API. Se as tensões impostas por esse fechamento não forem radialmente uniformes, tais orientações não são aplicáveis. Modelos numéricos também são utilizados (Willson, Fossum & Fredrich 2002; Poiate, Costa & Falcão 2006) para avaliar a integridade dos diversos revestimentos sob condições de carregamentos não-uniformes. Diversas situações de falhas na cimentação são simuladas para se determinar o máximo percentual admissível de falha em função do tipo de revestimento instalado.

Apesar dos diferentes níveis de precaução tomados para prevenir a deformação dos revestimentos pelo sal, alguns casos extremos de carregamento não uniforme não podem ser contidos. É praticamente impossível projetar revestimentos para esses casos extremos de carregamento, uma vez que eles

podem reduzir a resistência ao colapso em mais de uma ordem de magnitude. Entretanto, é possível projetar o poço com revestimentos mais resistentes. O aumento da resistência ao colapso do revestimento pode ser obtido por: melhoria do grau do aço; utilização de tubos *high collapse*; aumento da espessura das paredes, utilizar duas colunas concêntricas, ou ainda com a garantia da centralização da coluna e de uma boa cimentação.

Sais com baixa taxa de fluência, por exemplo, halitas, que são predominantes no Golfo do México, na maioria dos casos geram carregamentos uniformes. Mesmo assim, é comum na área o uso de revestimentos *high collapse*.

Revestimento com carregamento não uniforme é, em geral, o resultado de uma inadequada escolha do fluido de perfuração seguida de uma cimentação de má qualidade. Intervalos arrombados e um posicionamento deficiente da pasta de cimento permitem que o fechamento do sal gere cargas pontuais. O esquema na Figura 11 mostra um exemplo em que essa fluência gera esforços de dobramento na coluna de revestimento, quando não há cimento no anular entre o poço e o revestimento, numa zona de sal.

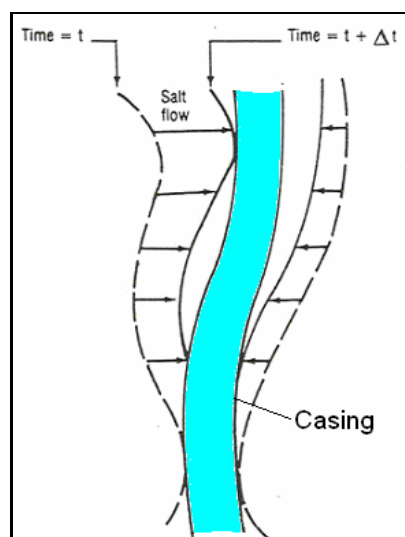


Figura 11 – Forças de dobramento no revestimento devido à movimentação do sal

Perfurar um poço de boa qualidade, uma boa centralização do revestimento e um bom posicionamento da pasta na cimentação primária, através da aplicação de boas práticas de cimentação, são de fundamental importância para a garantia da integridade do poço no futuro, como será visto na seção seguinte.

9. CIMENTAÇÃO DE REVESTIMENTOS FRENTE AO SAL

De acordo com Sá *et al.* (1999), muitos insucessos na cimentação nesse cenário documentados na literatura técnica são atribuídos ao uso de pastas inadequadas, seja pelo alto retardamento; por aditivos e/ou pela alta concentração de sal; pela baixa resistência à compressão; por práticas de cimentação inadequadas ou por ineficiência no deslocamento.

Quando se planeja a cimentação frente a uma seção salina, os cuidados na escolha da pasta devem ser redobrados se comparados com a cimentação frente a outras litologias. Simão e Miranda (2005) fizeram um levantamento da evolução dessa tecnologia nesse cenário e concluíram que até 1982 prevalecia o emprego de pastas saturadas. A partir daí passou-se a utilizar as semi-saturadas e, posteriormente, as salinas com baixa concentração de KCl e novos aditivos compatíveis com esse sistema (Whisonant *et al.*, 1988; Grant *et al.*, 1989). Para otimizar o projeto, a Shell passou a adotar o seguinte procedimento para garantir uma boa cimentação frente ao sal (Van Kleef, 1989): empregar fluido não aquosos, com maior peso possível; perfurar o poço com diâmetro calibrado (ótimo *clearance* de 1,5"); usar colchões lavadores aquosos saturados e utilizar pasta não salina convencional ou com 5% *bwow* (*by weight of water*) de NaCl;

Com a finalidade de cimentar frente a zonas de sal em áreas onde havia perda de circulação - sedimentos com baixo gradiente de fratura expostos ou águas profundas, foram também empregadas pastas espumadas (Bour e Vennes, 1989; Sweatman *et al.*, 1999; Moore *et al.* 2000).

Em 1993 o CENPES iniciou um projeto para dar suporte à cimentação em zonas salinas na Bacia de Campos. As principais conclusões do estudo foram: as pastas de cimento deveriam conter 14% *bwow* de NaCl e que a dissolução do sal na pasta era governada pela diferença de concentração, na pasta, dos tipos de sais encontrados no intervalo e minimizado quando o deslocamento se dava em regime laminar. Como resultado adicional do projeto, foi desenvolvido um simulador para previsão da incorporação de sal na pasta.

Recentemente, a BP publicou um estudo com base na sua experiência no Golfo do México (Willson *et al.*, 2003), sugerindo que quando a qualidade do poço pode

ser assegurada pelos procedimentos e a tecnologia empregada - *rotary steerable*, *undreamers*, fluido sintético, etc., do ponto de vista de integridade do revestimento, não haveria necessidade de cimentar o anular frente à camada de sal; por outro lado, quando a qualidade do poço é ruim, gerando ovalização e distribuição não-uniforme de carregamento sobre o revestimento, a cimentação é fundamental.

Estudos mais recentes indicam que para uma mesma formulação de pasta, a taxa de dissolução da taquidrita é de 7 a 12 vezes superior a da halita. A dissolução da taquidrita é a que mais afeta no aumento com o tempo da reologia do sistema. Tal efeito é atribuído à difusão dos íons de Ca^{++} e Mg^{++} , da taquidrita, na pasta. Isso é problemática mesmo após a *pega*, pois pode causar o enfraquecimento da matriz cimentante. Além disso, concentrações pequenas de taquidrita ou carnalita mostram tendências de acelerar o tempo de pega da pasta. Portanto, não só a concentração de sal na pasta, mas também os tipos de sal influenciam na taxa de dissolução do evaporito na pasta. Contudo, o uso de pastas saturadas não é recomendado porque reduz o desempenho dos aditivos, o que dificulta o controle das propriedades reológicas, resultando em longos tempos de *pega*.

A seguir apresentamos os sistemas disponíveis no mercado para cimentar zonas de sal, com suas vantagens e desvantagens:

Pastas Salinas “pobres em sal” – 0 a 15% bwow NaCl	
Vantagens	Desvantagens
<ul style="list-style-type: none"> • Fácil controle do tempo de espessamento • Rápido desenvolvimento da resistência à compressão 	<ul style="list-style-type: none"> • A água intersticial da pasta dissolve o sal, alterando de modo considerável as propriedades da pasta. Por ex, 10% de contaminação aumenta em 30% o tempo de espessamento e em 100% a reologia.

Pastas salinas “ricas em sal” – 15 a 37% bwow NaCl	
Vantagens	Desvantagens
<ul style="list-style-type: none"> • Impede a dissolução do sal evitando <i>washouts</i> • Melhora a aderência da pasta ao sal 	<ul style="list-style-type: none"> • Dificulta controle das propriedades da pasta • Necessita a utilização de aditivos especiais • Lento desenvolvimento da resistência compressiva.

Pastas salinas com 3 a 5% <i>bwow</i> de KCl	
Vantagens	Desvantagens
<ul style="list-style-type: none"> • Rápido desenvolvimento de força gel • Rápido desenvolvimento de resistência à compressão • Custo menor - comparado com pastas <i>ricas</i> em NaCl 	

Pastas Espumadas	
Vantagens	Desvantagens
<ul style="list-style-type: none"> • A ductibilidade deste sistema previne a geração de cargas pontuais ao redor do revestimento. 	<ul style="list-style-type: none"> • Logística complexa, mais operadores e equipamentos; • Dificuldade no controle da operação.

Como recomendação final, a pasta otimizada deve apresentar:

- Rápido desenvolvimento e altos valores finais da resistência à compressão;
- Maior resistência ao ataque químico;
- Água livre zero e bom controle de filtrado;
- Menor porosidade possível.

10. TECNOLOGIAS ADICIONAIS

Existem outras tecnologias adicionais que podem auxiliar na perfuração dos evaporitos, entre as quais destacamos:

10.1. *Logging While Drilling (LWD)*

Permite a aquisição de perfis elétricos durante a perfuração, sem a necessidade de paralisação da operação para descida de perfis a cabo. O LWD deve incluir, pelo menos: o Perfil Sônico e o Raio Gama. Com esses dois perfis e os valores característicos dos sais (tabela 1), consegue-se identificar os sais mais solúveis e, portanto, mais fluentes durante a perfuração.

10.2. *Caliper Acústico*

Com esse equipamento, que pode fazer parte do LWD, pode-se não só medir o diâmetro do poço durante a perfuração, verificando se o alargamento está sendo efetivo, como também avaliar a taxa de fechamento do poço a partir da comparação de dois registros defasados de algumas horas. Com isso podem ser tomadas medidas preventivas necessárias para evitar consequências posteriores

mais graves; além do que, permite a calibração do modelo numérico de fluência utilizado, comparando as taxas de fechamento esperadas com as reais. Atualmente, contudo, só equipamentos para poços com diâmetro inferior a 12 ¼" fornecem medidas com a precisão necessária para avaliar a taxa de fechamento.

10.3. Vertical Seismic Profile (VSP)

Na sísmica de superfície, os geofones recebem a energia refletida que percorre a trajetória da fonte à interface de reflexão e desta ao geofone. Assim, o sinal perde parte da característica de amplitude e frequência, principalmente porque a trajetória inclui duas passagens através das camadas mais rasas da coluna geológica, em geral pouco consolidada (Figura 12-A).

O perfil VSP detecta a energia ainda em subsuperfície (Figura 12-B). Como resultado, o sinal terá maior amplitude e melhor resolução do que os registrados na superfície. Com o aumento da profundidade, essas variações se mantêm, embora, em ambos os métodos, a resolução diminua (Viro *et al.*, 1985).

Com a sísmica de superfície, é relativamente fácil obter-se o topo do sal devido ao contraste de impedância acústica quando se passa de um sedimento qualquer para o sal; isto é, a velocidade de propagação do som no sal é bem característica (4000 a 4500 m/s) comparada com de outros sedimentos - em geral menor que 4000 m/s. Porém, na base do sal, a resolução não é tão boa, fazendo com que a sua previsão esteja associada uma incerteza. Através do VSP pode-se prever, com maior precisão, as profundidades e características de litologias ainda não atingidas pelo poço, tal como a base dos horizontes salinos; permitindo, desse modo, colocar o revestimento o mais próximo possível da sua base, o que evitaria penetrar a *rubble zone* com o mesmo peso específico alto do fluido de perfuração, necessário para conter o fechamento do poço.

10.4. Seismic While Drilling (SWD)

Equipamento que pode fazer parte do LWD e tem a mesma função do VSP, mas pode ser corrido durante a perfuração, no intervalo das conexões (Figura 12-C).

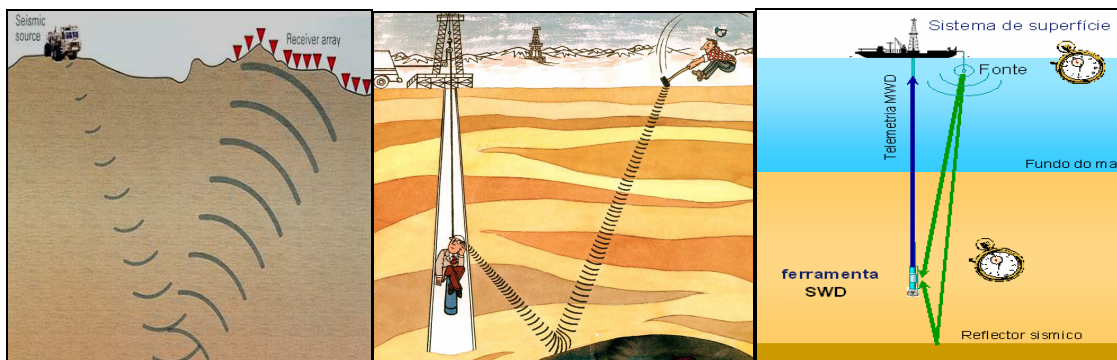


Figura 12 – Princípio de Funcionamento da - Sísmica de Superfície (a), VSP (b) e SWD (c)

11. PLANEJAMENTO DA PERFURAÇÃO

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 planejando poços profundos em fronteira exploratória, onde as informações são escassas.

O planejamento da perfuração nesse cenário é um desafio que exige muito conhecimento do projetista. Não há substituto para a experiência em lidar com sal e seu impacto no tempo não produtivo (NPT) de uma sonda, cujo custo alcança a casa de centenas de milhares de dólares por dia. Cada caso é diferente, cada seção de sal tem um comportamento particular e não há uma solução única para lidar com esse fenômeno variável.

O importante é não assumir e nem generalizar nada – cada poço pode ser uma surpresa. O melhor planejamento é através da discussão dos cenários geológicos com a equipe de projeto e prever contingências para agilizar a solução dos problemas. A primeira reação é crítica e ela precisa ser na direção certa.

A caracterização da correta geometria e das litologias das estruturas de sal pela equipe de geólogos e geofísicos para a construção do modelo para avaliação da fluência são aspectos fundamentais para determinação da taxa de fechamento do poço ao longo do tempo e definição do projeto do fluido, do revestimento e da

cimentação. Para isso, deve-se também estudos para estabelecer possíveis analogias com outros problemas em potencial, tais como:

- Uma análise da estabilidade do poço para obter uma estimativa aproximada do efeito do sal na pressão de poros, alteração do estado de tensão da área (magnitude e orientação) e da resistência da formação, caso se perfure próximo a um domo salino;
- Avaliação do peso específico do fluido necessário para a trajetória escolhida, para poços direcionais no sal;
- Revisão do programa de limpeza de poço usando um simulador de carregamento de cascalho, determinando as propriedades ótimas do fluido, vazão para otimizar limpeza e controle de ECD para a trajetória escolhida, isto é, fluidos de perfuração dimensionados especificamente para o projeto, capazes de perfurar sal e outras litologias presentes na seção.

De forma a otimizar o projeto dos poços seguintes, algumas informações também devem ser coletadas durante a perfuração. A obtenção de dados de pressão de poros e gradiente de fratura são fundamentais para calibração dos modelos de geopressões dos sedimentos adjacentes e estabelecer relações empíricas para a seção de sal. Para uma melhor caracterização da seção perfurada, sugere-se também a corrida de perfis imagem (acústicos e elétricos); dipmeters e calipers de 4 braços. Perfis sônicos dipolar, para avaliação das geopressões e estabilidade das formações, também podem ser de grande valia.

A utilização das informações dos perfis na calibração das litologias e duas corridas de caliper defasadas de 24 horas, são aspectos importantes para a calibração do modelo utilizado na previsão do fechamento do poço e, assim, otimizar a simulação para os novos poços.

12. ESTRATÉGIA DE PERFURAÇÃO DO SAL

No passado, os poços eram perfurados com brocas de rolamento e fluidos saturados. Isso acarretava uma baixa taxa de penetração, devido aos constantes repasses, vibração excessivas, quebras de coluna e problemas de controle do

direcional. Atualmente, estão sendo utilizados brocas e alargadores com cortadores de PDC e fluidos sintéticos.

Essas novas formulações de fluidos são mais caras. Brocas e alargadores de PDC também são substancialmente mais caros que as de rolamento, aumentando o custo de perfuração. Entretanto, com a redução de problemas causados pelo uso dessas tecnologias, o custo final do poço fica reduzido; ou seja, a aplicação de melhores equipamentos e tecnologias resulta em menor NPT. Contudo, apesar de ser fácil contabilizar o custo adicional dessas tecnologias, é difícil antecipar os custos de um problema.

Com a utilização de fluidos sintéticos, já se consegue atravessar mais de 3000 metros de halita, com baixa taxa de fluência, em uma única fase, no Golfo do México. Com novas tecnologias de processamento sísmico e dos dados obtidos do LWD, e a experiência de mais de 400 poços na área, as *robble zones* conseguem ser previstas com menos de 150 metros antes de serem atingidas (Furlon, 2000).

Um eficiente controle da taxa de penetração e periódicos repasses dos intervalos recém perfurados ajudam a prevenir prisões da broca frente ao sal. O movimento subsequente de fechamento fica sendo função do diferencial de pressão poço-formação. Quanto menor esse diferencial mais rápido o poço tenderá a fechar. O peso específico do fluido de perfuração é, individualmente, o fator que tem maior influência no controle do fechamento do poço (Aragão, 2005; Leyendecker e Murray, 1975; Costa e Poiate, 2005).

Em última análise, a estratégia de perfuração a ser adotada deve garantir uma operação livre de problemas, prevenção do colapso do revestimento e minimização dos custos. Abaixo relacionamos alguns procedimentos para atingir esse objetivo:

12.1. Perfuração

Baseado na experiência acumulada e nas lições aprendidas na perfuração através de rochas salinas da margem continental brasileira, destacam-se alguns pontos importantes que devem ser seguidos durante a operação:

- Circular uma vez a cada 12 horas através das linhas de kill e de choke do BOP (*blowout preventer*) e do *choke manifold*, para evitar obstrução em qualquer uma delas, provocado pelo acúmulo de sal no fluido;
- Conscientizar as equipes quanto aos riscos e cuidados necessários na perfuração de sais solúveis;
- Utilizar um BHA o mais simples possível.
- A equipe embarcada deve contar com: dois fiscais e sempre um acompanhando a perfuração na *boca do poço*, um técnico de pescaria, dois técnicos de fluido e um químico;
- Monitorar taxa de penetração, parâmetros mecânicos e problemas metro a metro;
- Parar a bomba e mesa rotativa somente o necessário para a conexão;
- Durante a perfuração do sal, a cada seção perfurada, retirar a coluna até ter toda a seção acima da mesa rotativa e descer novamente, repassando se necessário, para verificar as condições mecânicas do poço;
- Aumentar ou reduzir a frequência de repassamentos de acordo com o comportamento observado;
- Efetuar manobra curta até a sapata do revestimento anterior a cada 10 horas, mesmo se estiver perfurando abaixo do sal;
- Caso seja detectado fechamento do poço a ponto de provocar *drags*, quer seja durante as manobras curtas ou em qualquer momento durante a perfuração, repassar todo o intervalo;
- Caso se esteja perfurando com broca bicêntrica, a coluna deverá ser retirada e descido o *undereamer* para o repassamento de todo o intervalo perfurado;
- Acompanhar, através do MWD, comportamento da inclinação e direção do poço e tomar as medidas necessárias caso se observe ganho de ângulo.

12.2. Descida de Revestimento

A experiência indica que para essa operação o poço deve estar bem condicionado e que o melhor procedimento é descer o *liner* ou revestimento o mais rápido possível, conforme programa de revestimento e cimentação.

Contudo, não forçar sua descida ao passar pela zona de sal; em caso de topada, retirar a coluna e repassar o trecho.

Atentar também, para o fato que os revestimentos que ficam frente aos sais são mais pesados. Em seções mais espessas e profundas, o peso total da coluna de revestimento pode, em muitos casos, ficar próximo da capacidade da sonda, fazendo com que, no caso de topada e ameaça de prisão, não se tenha condição de retirar a coluna por limite de *over pull*.

12.3. Programa de Pescaria

O BHA utilizado deve estar preparado para a possibilidade de ocorrência de uma pescaria, que no caso da perfuração de uma seção salina é alta. Para isso a coluna deve estar equipada com *drilling jar*, posicionado o mais próximo possível da broca. Durante a perfuração dessa seção deve-se ficar atento para identificar sintomas e evitar prisão de coluna devido ao fechamento do poço. A Figura 13 mostra a estratégia sugerida para identificar esse tipo de problema.

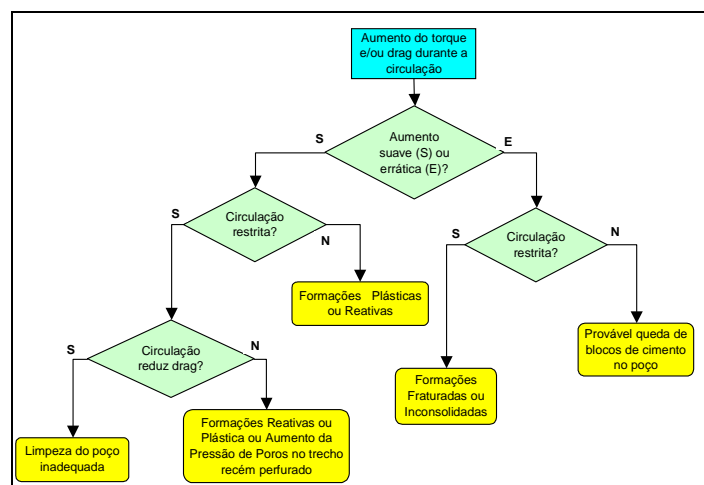


Figura 13 – Fluxograma Identificação de Prisão por Fechamento do Sal

Caso se conclua que a prisão foi por fechamento do poço, um dos procedimentos recomendados para liberar a coluna é:

- Preparar colchão de espaçador/ água doce/ espaçador na proporção de 60/60/60 bbl;
- Deslocar até deixar 12 dos 60 bbl de água em contato com a formação;

- c) Aguardar atuação por 20 minutos; após isso, deslocar mais 4 bbl e bater o *drilling jar*;
- d) Repetir passos anteriores até completar os 60 bbl de água doce deslocada;
- e) Deixar um tampão já preparado, para injeção imediata, caso a coluna prender, pois quanto mais a operação demora, mais difícil vai se tornando a pescaria.

13. CONCLUSÕES

Conforme procurou se mostrar no decorrer deste artigo, baseado na literatura técnica publicada e na experiência acumulada pela Petrobras, a perfuração de formações salinas, principalmente as com alta taxa de fluência, geram alguns problemas não encontrados na perfuração de outros sedimentos. Contudo, desde que haja uma apurada previsão geológica da geometria e da litologia das camadas de sal a serem atravessadas, um levantamento criterioso das propriedades do sal, um planejamento adequado com previsão de contingências e a utilização de tecnologia e procedimentos apropriados, a perfuração através de espessas camadas de sal pode ser feita com sucesso.

14. BIBLIOGRAFIA

- Aragão, A. (2005): *Projeto do fluido de perfuração para atravessar espessas camadas de evaporitos*, trabalho apresentado no 1º Encontro Técnico da Perfuração de Sal, Salvador, Bahia, 5 a 7 de Outubro.
- Barker, J.W., Feland, K.W. and Tsao, Y. H. (1992): *Drilling long salt sections along the U.S. Gulf Coast*, paper SPE 24605, presented at the SPE Annual Technical Conference & Exhibition, Washington - DC, October 4-7.
- Barker, J.W. and Meeks W. R. (2003): *Estimating fracture gradients in Gulf of Mexico deepwater, shallow, massive salt sections*, paper SPE 84552, presented at the SPE Annual Technical Conference & Exhibition, Denver - CO, October 5-8.
- Bour, D.L. and Vennes, M.R. (1989): *Application of foam cement in the Williston Basin*, paper SPE 18984, presented at the SPE/IADC Joint Rocky Mountain Regional/ Low Permeability Reservoir Symposium, Denver - CO, March 6-8.

Costa, A.M. e Poiate, E. (2005): *Determinação das propriedades dos evaporitos e projetos de poços subsal*, trabalho apresentado no 1º Encontro Técnico da Perfuração de Sal, Salvador, Bahia, 5 a 7 de Outubro.

Costa, A.M., Poiate, E., Falcão, J. e Coelho, L. (2005): *Triaxial creep test in salt applied in drilling through thick salt layers in Campos Basin – Brazil*, paper SPE 92629, presented at the SPE Drilling Conference, Amsterdam - The Netherlands, February 23-25.

Costa, A. M. & Poiate, E. J. 2003. Acompanhamento dos ensaios de fluência sobre amostras de rocha halita - Projeto 600102 - período de julho a outubro de 2002. Report RT/MC-009, PETROBRAS, Rio de Janeiro, Brasil.

Simão, A.C. e Miranda, C.R.: *Cimentação frente a zonas de sal*, trabalho apresentado no 1º Encontro de Perfuração de Sal, Salvador, Bahia, 5 a 7 de Outubro.

Fartes, E.T.W. (1989): *Perfuração do intervalo salino do poço 1-RJS-384A*, Relatório Técnico Interno – Petrobras, DPSE/DIPER/SOMAR I, 1989.

Fertl, W.H. (1976): *Abnormal formation pressure*, Elsevier Scientific Publishing Company, 1976, Amsterdam, The Netherlands.

Fredrich, J. T.; Coblentz, D.; Fossum, A. F. and Thorne, B. J. 2003. *Stress Perturbations Adjacent to Salt Bodies in the Deepwater Gulf of Mexico*. Proc. SPE Annual Conference and Exhibition, Denver (USA), SPE 84554.

Furlon, W. (2000): *After 400 wells, subsalt wells is shifting to turnkey*, Offshore Magazine, October, 2000.

Grant, W.M., Dodd, E.L. and Gardner, C.A. (1989): *Simplified slurry design increases wellsite success*, paper SPE 16135, SPE Drilling Engineering Magazine, Sept/1989.

James, S.A. (1986): *Bi-center bits for drilling and under reaming moving salt*, paper SPE 15514, presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans - LA, October 5-8.

Kishi, A. (2005) *Histórico da perfuração de sal no Brasil*, trabalho apresentado no 1º Encontro de Perfuração de Sal, Salvador, Bahia, 5 a 7 de Outubro.

Leyendecker, E.A. and Murray, S.C. (1975): *Properly prepared oil muds aid massive salt drilling*, World Oil, April 1975, pg. 93-95.

Mohriak, W.U. (2005): *Tectônica de sal autóctone e alóctone na Bacia do Espírito Santo*, trabalho apresentado no 1º Encontro Técnico da Perfuração de Sal, Salvador, Bahia, 5 a 7 de Outubro.

Moore, S., Miller, M., Faul, R. and D'Agostine, J. (2000), *Foam cement application on deepwater subsalt well – Case history*, paper SPE 59170, presented at the SPE Drilling Conference, New Orleans, LA, February 23-25.

Oliveira, E.J., Idagawa, L.S. e Nogueira, E.C. (1985): *Evaporitos na Bacia de Campos – aspectos geológicos e problemas de perfuração*, relatório interno CENPES 475, Novembro de 1985.

Poiate, E., Costa, A.M., Falcão, J. (2006): *Well Design for Drilling Through Thick Evaporite Layers in Santos Basin - Brazil*, paper SPE 99161, presented at the SPE Drilling Conference, Miami - FL, February 21-23.

Sá, C.H.M., Miranda, C.R., Brandão, E.M. e Lomba R.F.T. (1999) *Disponibilização e caracterização de fluidos para poços em águas profundas em ambientes HPHT e/ ou salinos*, Projeto PP 02.04.70 – PROFEX, relatório final, Junho de 1999.

Seymour, K.P. and Rae, G. (1993): *Drilling close to salt diapirs in the North Sea*, paper SPE 26693, presented at the Offshore European Conference, Aberdeen - Scotland, September 7-10.

Sheffield, J.S., Collins, K.B. and Hackney, R.M. (1983): *Salt drilling in Rock Mountains*, paper SPE 11374, presented at the SPE/IADC Drilling Conference, New Orleans - LA, February 20-23.

Stach, S.M. and Jones, M.E. (1986): *Williston Basin: An analysis of salt drilling techniques for brine-based drilling fluid systems*, paper SPE 15152, presented at the SPE Rocky Mountain Regional Meeting, Billings - MT, May, 19-21.

Sweatman, R., Faul, R. and Ballew, C. (1999): *New solution for subsalt-well lost circulation and optimized primary cementing*, paper SPE 56499, presented at SPE Technical Conference and Exhibition, Houston - Texas, October 3-6.

Tomasi, I. (2005): *Aspectos importantes a serem considerados no projeto de perfuração de poços de petróleo*, Universidade Petrobras, Curso de Treinamento para Fiscais, Novembro de 2005.

Van Kleeef, R.P.A.R. (1989): *Optimized slurry design for salt zone cementations*, paper SPE 18620, presented at the SPE Drilling Conference, New Orleans - LA, February 28 – March 3.

Viro, E.J. *et al.* (1985): *Avaliação das formações no Brasil*, livro editado pela Schlumberger, Novembro de 1985.

Willson, S.M., Fossum, A.F. and Fredrich, J.T. (2003): *Assessment of salt loading on well casing*, paper SPE 81820, SPE Drilling and Completion, March, 2003

Whisonant, B.J., Rae, P.J. and Ransey, L.K. (1988): *New material improve the cementation of salt formation in the Williston Basin*, paper SPE 17512, presented at the Rocky Mountain Regional Meeting, Casper - WY, May 11-13.

Whitson, C.D and McFadyen, M.C. (2001): *Lessons learned in planning and drilling deep, subsalt wells in the deepwater Gulf of Mexico*, paper SPE 71363, presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans - LA, 30 September – 3 October.

Agradecimentos

A todas as pessoas que de forma direta ou indireta auxiliaram na elaboração deste artigo e a Petrobras pela possibilidade em desenvolver este estudo.