

## **O Fenômeno de Prisão Diferencial: Uma revisão da Literatura**

**R. C. A. M. Nascimento<sup>1\*</sup>, L. V. Amorim<sup>2</sup>, D. S. Lira<sup>3</sup>, H. L. Lira<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>Departamento de Engenharia de Materiais, PPGCEMat/ CCT/ UFCG, Av. Aprígio Veloso, 882, CEP 58109-970, Campina Grande – PB

<sup>2</sup>Departamento de Engenharia Mecânica, UAEM/CCT/UFCG, Av. Aprígio Veloso, 882, CEP 58109-970, Campina Grande – PB

<sup>3</sup>Departamento de Engenharia de Química, DEQ/CCT/UFCG, Av. Aprígio Veloso, 882, CEP 58109-970, Campina Grande – PB

(Recebido em 26/07/2010; revisado em 10/08/2010; aceito 30/08/2010)

(Todas as informações contidas neste artigo são de responsabilidade dos autores)

---

### **Resumo:**

Durante a perfuração de poços de petróleo é freqüente a prisão da coluna de perfuração. Esta prisão ocorre quando a mesma fica presa dentro do poço, sem movimento, impedindo que a perfuração prossiga de forma eficiente. Existem dois tipos de prisão: a prisão mecânica e a prisão diferencial. Esta última é responsável por 61% dos custos totais nos poços perfurados no Golfo do México. Para reduzir a probabilidade de ocorrer este problema, alguns parâmetros são ajustados e dentre eles os relacionados ao fluido de perfuração. Assim, visando compreender sobre o problema de prisão diferencial, este trabalho tem como objetivo apresentar uma revisão bibliográfica sobre o fenômeno, abordando os mecanismos, as causas, os métodos e os equipamentos utilizados para medir a prisão diferencial e, por fim, é apresentada e discutida a influência dos fluidos de perfuração na prisão diferencial.

**Palavras-chave:** Prisão diferencial; mecanismos; causas; fluidos de perfuração.

---

### **Abstract:**

During the drilling of oil wells, it is common the imprisonment of the drill pipe. This sticking occurs when the pipe becomes stuck in the wellbore, without movement, preventing the drilling to go any further in an efficient way. There are two types of sticking: the mechanical sticking and the differential sticking. This last one is responsible for 61% of the total costs of drilled wells in the Gulf of Mexico. To reduce the probability of occurrence of this problem, some parameters are adjusted and within these there are the ones related to the drilling mud. Thus, in order to learn about the problem of differential sticking, this work has the aim to present a review about the phenomenon, approaching the mechanism, the causes and, finally, it is presented and discussed the influence of the drilling mud in the differential sticking.

**Keywords:** Differential sticking; mechanisms; causes; drilling muds.

---

\* E-mail: [nalenasascimento@gmail.com](mailto:nalenasascimento@gmail.com) (R. C. A. M. Nascimento)

## 1. Introdução

Perfurar um poço do óleo ou gás exige o uso de uma coluna de perfuração composta por tubos (tubos de perfuração, tubos pesados e comandos) e acessórios, a exemplo de estabilizadores. Essa coluna transmite o torque, fornecido na superfície, necessário para girar a broca e fornece o peso sobre a broca necessário para perfurar a formação geológica [1]. No entanto, na indústria de perfuração de poços de petróleo um dos problemas mais sérios e mais freqüentes é a prisão de tubos, que ocorre quando a coluna de perfuração fica presa dentro do poço, sem movimento, impedindo que a perfuração prossiga de forma eficiente.

Sua ocorrência representa tempo não-produtivo de sonda [2] e, desta forma, se torna uma das principais causas de aumento de custos na perfuração, pois manobras deverão ser feitas para tentar liberar a coluna, aumentando o tempo de perfuração [3].

Segundo Bushnell-Watson e Panesar [4], problemas de tubulações presas são geralmente divididos em duas categorias: a prisão mecânica

e a prisão diferencial. A prisão diferencial é causada por um diferencial de pressão, ou seja, quando a coluna de fluido de perfuração exerce pressão excessiva na coluna de perfuração sobre o reboco depositado em uma formação permeável [5]. Nesta categoria, a circulação do fluido é mantida, mas não é possível mover ou girar a tubulação em nenhuma direção [6]. Contribuem para este tipo de prisão o mau dimensionamento dos fluidos de perfuração e a presença de formações permeáveis.

A prisão mecânica, por sua vez, é causada pela obstrução ou restrição física e ocorre quando a coluna de perfuração está em movimento e a circulação do fluido fica impedida. Os fatores que contribuem para a prisão mecânica são: má limpeza do poço, geometria do poço, acúmulo de cascalhos no espaço anular [7], desmoronamentos das paredes dos poços e sedimentação de partículas grandes carregadas pelo fluido [8]. A Figura 1 ilustra algumas causas de prisão de tubos, tanto por prisão diferencial como por prisão mecânica.

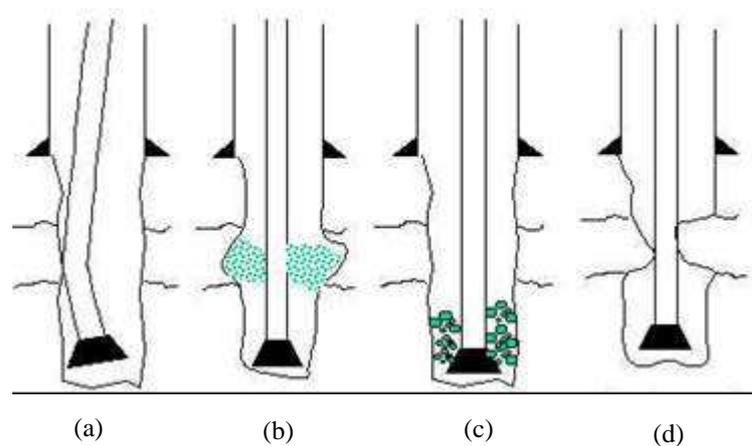


Figura 1: Prisão de coluna de perfuração por (a) diferencial de pressão e por prisão mecânica: (b) desmoronamento, (c) embuchamento e (d) inchamento de argila [9].

A proporção dos incidentes classificados em cada uma dessas categorias varia com o tipo de poço, se vertical ou direcional, e sua localização [10]. De acordo com dados apresentados por Reid et al. [11], no Mar do Norte, por exemplo, 29% dos custos relacionados com incidentes de tubos presos foram devido à prisão por diferencial de pressão, enquanto que 70% foram atribuídos à prisão mecânica. No Golfo do México, a prisão diferencial foi responsável por 61% dos custos totais [12]. Esses problemas acarretam para a indústria petrolífera um custo superior a 250 milhões de dólares por ano.

A prisão de tubos parece ser um problema inevitável e, desta forma, visando compreender o problema e buscar uma solução, Skalle et al.

[13] produziram um banco de dados com informações baseadas em 383 poços perfurados no Golfo do México durante o período entre 1981 e 1986, quando ocorreram 105 casos de prisão de tubos. As informações coletadas foram: tipo de formação que estava sendo perfurada, profundidade, geometria e localização do poço, tipo de fluido de perfuração e o diferencial de pressão no momento da prisão.

Este estudo se estendeu para outros 700 poços localizados no Golfo do México e no Mar do Norte, perfurados entre os anos de 1985 a 1988, nos quais a prisão de tubos foi responsável por um acréscimo de 170 mil dólares por poço, o que representa de 3 a 5%

dos custos totais de perfuração. Segundo os autores, a prisão dos tubos também está relacionada com a incapacidade humana de compreender as informações que apontam para o problema que se aproxima. O estudo constatou que 40% dos incidentes de prisão ocorreram enquanto o tubo estava parado e 50%, enquanto estava em movimento.

Este artigo tem como objetivo apresentar uma revisão da literatura sobre o fenômeno de prisão diferencial. São abordados o conceito, os mecanismos, as causas, os métodos e os equipamentos utilizados para medir a prisão diferencial de tubos. Além destes, são apresentados os cenários mais comuns para a ocorrência desse problema e os procedimentos para liberar a tubulação presa por um diferencial de pressão. Por fim, é apresentada e discutida a influência dos fluidos de perfuração sobre o fenômeno de prisão diferencial.

## 2. Mecanismos

Por ser a prisão diferencial indesejável e, quando presente, gerar grandes prejuízos técnicos e econômicos, a exemplo da suspensão das atividades da sonda ou até mesmo o abandono do poço [14], é indispensável entender os mecanismos de ocorrência desse fenômeno.

Os primeiros mecanismos de prisão diferencial foram propostos por Helmick e Longley em 1950 e, atualmente, diversos

autores procuram definir esses mecanismos [11].

A prisão diferencial está sempre associada a fluidos de perfuração inadequados, com teores de sólidos excessivos, densidades elevadas, altas taxas de filtrado e reboco [15], bem como as características da formação geológica e a área de contato da coluna de perfuração com a formação permeável [10].

Para que a prisão diferencial ocorra duas condições devem existir: (i) a pressão hidrostática do fluido deve exceder a pressão da formação geológica e (ii) a presença de formações permeáveis. A combinação dessas duas condições resulta em perda de fluido para a formação geológica e a deposição do reboco [16]. A Figura 2 ilustra o mecanismo de prisão por diferencial de pressão, no qual estão presentes estas condições [17].

De acordo com o exemplo da Figura 2, a prisão diferencial ocorre por uma diferença de pressão de 500 psi, ou seja, a pressão hidrostática da coluna de fluido (5000 psi) é maior do que a pressão de poros da formação (4500 psi) em 500 psi. Na situação “A”, a seção de comandos (tipo de tubulação utilizada na coluna de perfuração com o objetivo de fornecer peso sobre a broca) está centralizada no poço, com a pressão hidrostática agindo igualmente em todas as direções, não havendo, portanto, qualquer prisão dos tubos.

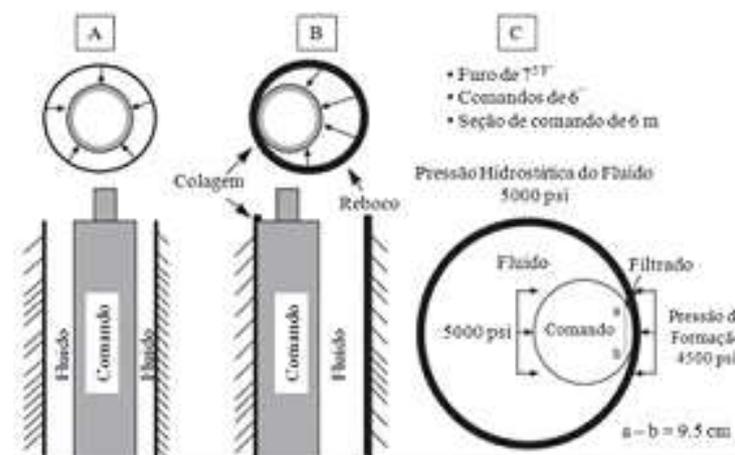


Figura 2:- Representação esquemática do aprisionamento da coluna de perfuração por prisão diferencial[17].

Nas situações “B” e “C”, a coluna de comandos encosta no reboco formado frente à zona permeável, ficando presa. Em “C”, a

pressão hidrostática age através da área de contato entre o reboco e os comandos. Essa pressão mantém os comandos firmemente

presos contra a parede do poço e o segmento da força que age através dos comandos é mostrada pela linha tracejada entre os pontos “a” e “b”. A distância entre esses pontos depende da profundidade que a seção de comandos penetra no reboco e dos diâmetros do poço e dos tubos. A profundidade com que os comandos penetram no reboco, por sua vez, depende da espessura do reboco, a qual determina a área de contato entre os tubos e o próprio reboco [17].

O reboco é formado pela deposição de sólidos presentes no fluido nas paredes do poço à medida que a fase contínua (água, no caso de fluidos à base de água) deste penetra nos seus poros. A espessura do reboco aumenta enquanto o fluido ceder água às formações geológicas com as quais está em contato até impermeabilizar o envoltório do poço, impedindo a perda de água por filtração [18]. Colaboram neste processo o teor de sólidos e a aptidão selante dos materiais que compõem o fluido de perfuração.

Poucos parâmetros de perfuração podem ser alterados para reduzir a probabilidade de ocorrência de prisão diferencial. As formações rochosas são pré-determinadas pela geologia regional e as condições de *overbalance* (pressão hidrostática superior à pressão de poros da formação) são, muitas vezes, necessárias para o bom controle do poço, garantindo a sua estabilidade. Contudo, o parâmetro mais facilmente ajustado para reduzir o risco de prisão diferencial é o fluido e, mais particularmente, suas propriedades de filtração (volume de filtrado e o reboco) [4].

Quando uma formação permeável, a exemplo de arenitos, está sendo perfurada e o reboco está sendo formado, maior a probabilidade de ocorrer prisão diferencial. Por outro lado, quando essas formações são de baixa permeabilidade, como os folhelhos, o reboco não é formado e o risco de ocorrer prisão de tubos é bastante reduzido [10].

Quanto à estabilidade do poço, é recomendável perfurar em condições de *overbalance*, que como mencionado anteriormente, é a condição na qual a perfuração ocorre com o fluido de perfuração exercendo uma pressão hidrostática mais elevada que a pressão da formação. Sob essa condição, há a deposição de partículas sólidas nas paredes do poço, formando o reboco [17].

Em poços verticais, a prisão diferencial pode ocorrer em qualquer intervalo do poço, onde houver desvio da verticalidade. Como os poços não são totalmente verticais é bastante comum terem suas paredes tocadas pela ferramenta, principalmente em conexões e manobras. Quando os tubos de perfuração tocam as paredes das formações, esses são pressionados

fortemente pela coluna de fluido, criando um diferencial de pressão [15].

Segundo Darley e Gray [19], uma parte da coluna de perfuração sempre estará em contato com a formação, especialmente em poços direcionais. Assim, qualquer desvio da verticalidade contribui para o fenômeno de prisão diferencial. No entanto, segundo Isamburg et al. [20], devido ao *design* do poço, poços direcionais estão mais sujeitos a tal fenômeno. Enquanto nos poços verticais, o fenômeno ocorre principalmente devido ao diferencial de pressão, em poços direcionais ocorre inicialmente pela prisão mecânica, em virtude da dificuldade na limpeza do poço e da ação da gravidade nas tubulações e, logo depois, pela ação do diferencial de pressão.

Segundo Coelho et al. [21], um importante aspecto na perfuração de poços de longo alcance está na limpeza do poço. Os métodos comumente utilizados dão ênfase à capacidade de arraste dos cascalhos produzidos durante a perfuração. Porém, em poços horizontais e inclinados as forças gravitacionais conduzem à deposição dos cascalhos diminuindo a capacidade de arraste e a boa limpeza do poço. Assim, considerando que se tem no poço uma seção inclinada e um tubo de perfuração sem movimento, esse recairá para o lado de baixo do poço, devido à gravidade, e o mesmo penetrará no reboco formado pelo fluido. O lado da coluna em contato com o reboco fica exposto à pressão interna do reboco, enquanto que o outro lado da coluna fica exposto à pressão do fluido. Devido ao processo de filtração que continua, a pressão da formação abaixo da seção da tubulação embutida começa a diminuir [20]. A diferença de pressão induzida por essa diminuição da pressão da formação em contato com o tubo causa a prisão. Esse princípio de prisão diferencial está representado no esquema da Figura 3.

### 3. Métodos para Medir a Prisão Diferencial

Por ser um problema sério e recorrente, vários métodos de avaliação do risco de prisão diferencial dos fluidos têm sido propostos ao longo dos anos. Alguns envolvem medição de parâmetros de perfuração, como torque no fundo do poço e torque na superfície da coluna de perfuração, mas a maioria faz medições diretamente nos fluidos e no reboco [22].

Helmick e Longley [23] demonstraram, primeiramente, a existência de prisão diferencial em 1957, seguido por Outmans [24], em 1958. O objetivo das pesquisas era determinar os mecanismos de prisão de tubos por diferencial

de pressão. Para tanto, fizeram uso de um equipamento com diferencial de pressão de 100 psi, sob condições estáticas e dinâmicas. Desde então, um grande número de métodos

laboratoriais têm sido desenvolvidos para estudar o fenômeno.

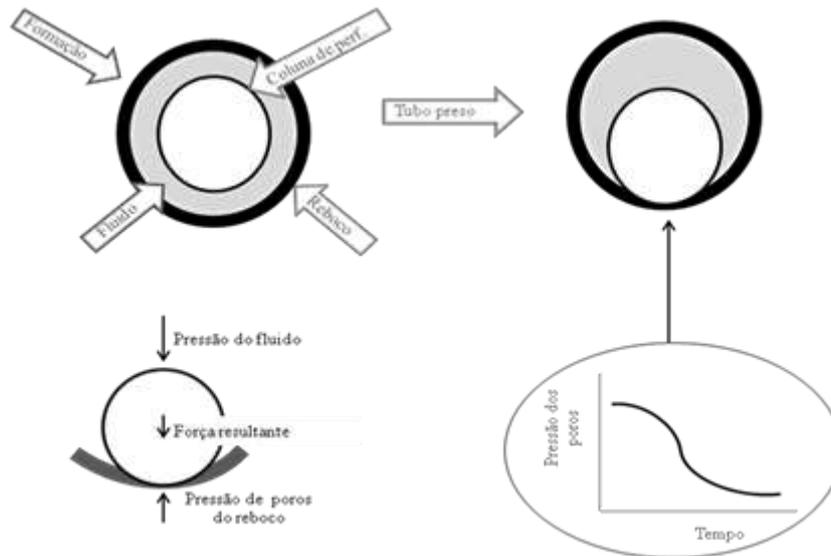


Figura 3: Princípio de prisão por diferencial de pressão [20].

Em 1962, Monaghan e Annis [8], para estudar o atrito entre o tubo de perfuração e o reboco, fizeram uso de um equipamento que permite medidas precisas da força necessária para iniciar o movimento de um prato feito em aço (simula o tubo de perfuração) na superfície de um reboco. Esse equipamento foi projetado de forma que o tempo de filtração, o volume de filtrado, a espessura de reboco, o tempo de colagem e a força de colagem fossem observados sob uma pressão diferencial de até 500 psi. No entanto, por ser filtração estática, o equipamento não simula todas as condições de fundo de poço, como a circulação do fluido.

Em 1985, Courteille e Zurdo [25], mediram, por simulação, a pressão do fluido de perfuração sob o reboco logo abaixo do comando, bem como a força necessária para liberar os tubos presos. Nesse estudo, os ensaios foram realizados sob as mesmas condições dos estudos desenvolvidos por Helmick e Longley [23], variando apenas o diferencial de pressão, que foi de 580 psi.

Na década de 90, Bushnell-Watson e Panesar [4], ao observarem que os equipamentos

disponíveis na época para estudar o fenômeno de prisão diferencial não forneciam dados confiáveis, desenvolveram um novo equipamento (Figura 4) que simula as condições de fundo do poço (realizando o ensaio com fluidos na temperatura de 150°F e um diferencial de pressão de 100 psi) e, a partir daí, estudaram a influência dos tipos de fluidos, condições de circulação e tempo de filtração na tendência de prisão diferencial.

Com o auxílio de dados laboratoriais, de informações de publicações da indústria do petróleo e dos parâmetros-chave de fluidos de perfuração (tipos de fluidos, presença de lubrificantes, espessura de reboco e tempo de filtração) que podem influenciar na prisão diferencial, Reid et al.[10], construíram um novo equipamento, simples e robusto, denominado de *Stickance tester* para ser utilizado tanto no laboratório quanto no campo. A representação esquemática desse equipamento encontra-se na Figura 5.

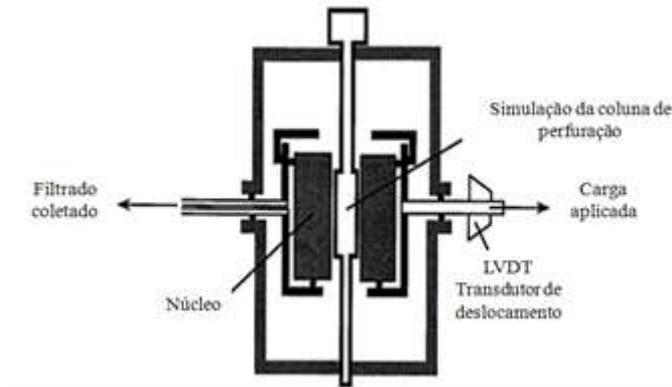


Figura 4: Diagrama esquemático da célula de filtração [4].

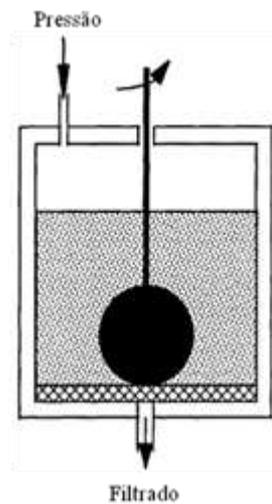


Figura 5 - Diagrama esquemático do *Stickance tester* [10].

O equipamento consiste de uma modificação na célula do filtro-prensa HPHT (*high pressure and high temperature*) a partir da inserção de uma esfera metálica que fica em contato com o reboco formado durante o experimento, utilizando uma diferença de pressão de 1200psi. O torque requerido para movimentar a esfera é determinado por meio de um torquímetro eletrônico. A partir dos resultados obtidos, os autores concluíram que o equipamento desenvolvido, por sua natureza robusta, é eficiente para utilização no campo, fornecendo dados de grande reprodutibilidade [10].

Isamburg et al. [20], desenvolveram um trabalho que foi visto como uma extensão do artigo de Courteille e Zurdo [25], no qual foi analisada a influência do reboco no fenômeno de prisão diferencial. Para tanto, fizeram uso de um equipamento que ajudou a compreender os fenômenos de variações de pressão dos poros dentro do reboco e das forças associadas ao

diferencial de pressão e, eventualmente, a avaliar o desempenho dos lubrificantes e dos fluidos denominados de *spot fluid*, tipo de fluido de base oleosa utilizado para liberar as tubulações presas. A Figura 6 ilustra a representação esquemática do equipamento utilizado.

Um dos artigos mais recentes sobre o fenômeno de prisão diferencial foi publicado por Santos [26]. Neste trabalho, o autor faz uma revisão sobre os principais mecanismos relacionados à prisão diferencial, avalia conceitos antigos, propõe uma descrição simples para o problema, apresenta alguns casos de campo com os sinais que podem indicar os riscos de prisão da coluna por diferencial de pressão e, por fim, apresenta um novo equipamento, considerado simples, para avaliar os riscos de prisão diferencial usando três formulações de fluidos de perfuração.

Este novo equipamento foi construído para avaliar, em laboratório, a característica não invasiva de fluidos de perfuração. O seu princípio de funcionamento está apresentado na Figura 7. O equipamento consiste de uma célula contendo um meio permeável, na qual é injetado o fluido de perfuração em duas direções, 1 e 2.

Podem ser utilizadas pressões de injeção ( $P_1$  e  $P_2$ ) e de confinamento ( $P_c$ ) de até 5000 psi e 10000 psi, respectivamente. Fazendo uso dos valores de pressão máximo, o diferencial de pressão será de 5000 psi.

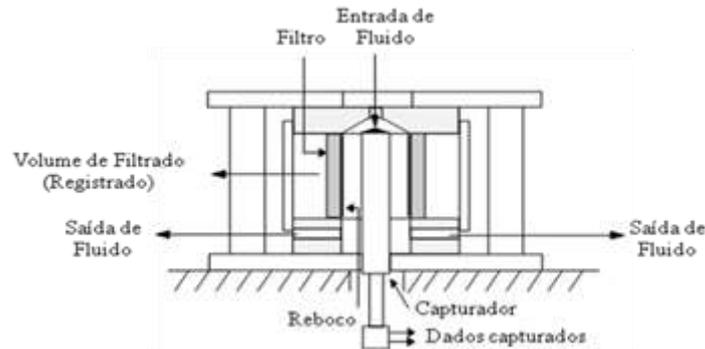


Figura 6: Célula de medida de pressão por diferencial de pressão [20].

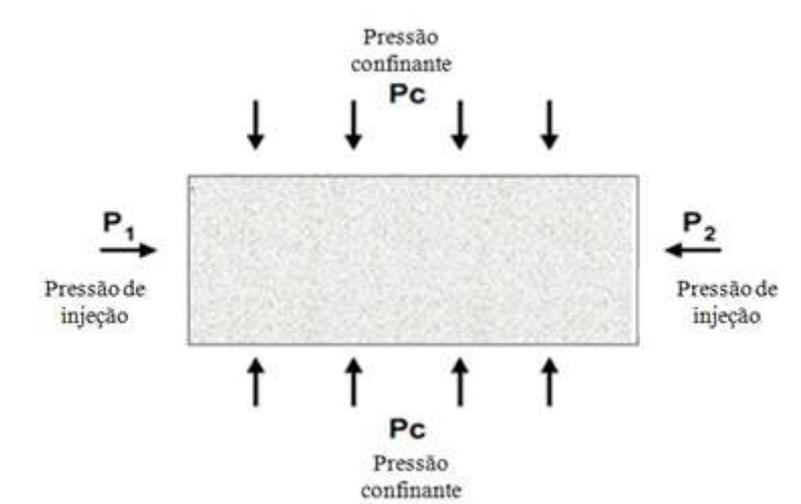


Figura 7: Esquema do teste de laboratório com a aplicação de pressão [26].

Embora com este equipamento não sejam obtidas medidas diretas do coeficiente de prisão diferencial, o mesmo contribui positivamente para elucidar e prevenir a prisão de tubos, uma vez que se torna possível conhecer o comportamento invasivo de diferentes fluidos utilizando o mesmo meio permeável. De acordo com o autor, estudos mais específicos também podem ser realizados para um reservatório particular, contribuindo para melhor dimensionar o fluido de perfuração e minimizar danos de formação.

Embora todos os estudos citados tenham o mesmo objetivo, que é o de determinar ou

avaliar a prisão diferencial, o método de avaliação utilizado difere de acordo com a análise de cada trabalho. Sendo assim, a Tabela 1 mostra um resumo das variáveis utilizadas em cada equipamento necessário para realização dos ensaios.

Atualmente, o *Differential Sticking Tester* da marca Fann vem sendo comercializado com o principal objetivo de medir o coeficiente de prisão diferencial de fluidos de perfuração. Neste teste também são obtidos dados de volume de filtrado dos fluidos antes e após ocorrer a prisão, permitindo uma análise

quantitativa e qualitativa das características do reboco formado.

O ensaio consiste em avaliar o comportamento de fluidos de perfuração sob condições de prisão diferencial. Para tanto, o fluido de perfuração é colocado dentro de uma célula, sob condição estática, e aplica-se uma diferença de pressão da ordem de 477 psi. Com o auxílio de um *plate* cilíndrico, que simula a

coluna de perfuração, a prisão é estabelecida. O torque necessário para liberar esse *plate* é medido com o auxílio de um torquímetro e, assim, é possível obter o coeficiente de prisão diferencial. Uma representação esquemática do ensaio está apresentada na Figura 8.

Tabela 1: Resumo das variáveis utilizadas nos equipamentos para avaliar a prisão diferencial.

Autores	Geometria do reboco	Geometria do tubo	Direção da força	Condições de fluxo	Temp. (°F)	Diferencial de pressão (psi)
Helmick e Longley [23]	Cilíndrico ou disco	Cilíndrico	Axial ou radial	Dinâmica ou estática	amb. <sup>a</sup>	100
Monaghan e Annis [8]	Disco	Disco	Axial	Estática	amb. <sup>a</sup>	500
Courteille e Zurdo [25]	Cilíndrico	Cilíndrico	Axial	Dinâmica	amb. <sup>a</sup>	580
Brushnell-Watson e Panesar [4]	Cilíndrico	Cilíndrico	Axial ou rotacional	Dinâmica ou estática	150	100
Reid et al. [10]	Disco	Esférico	Rotacional	Estático	400	1200

<sup>a</sup> Temperatura ambiente

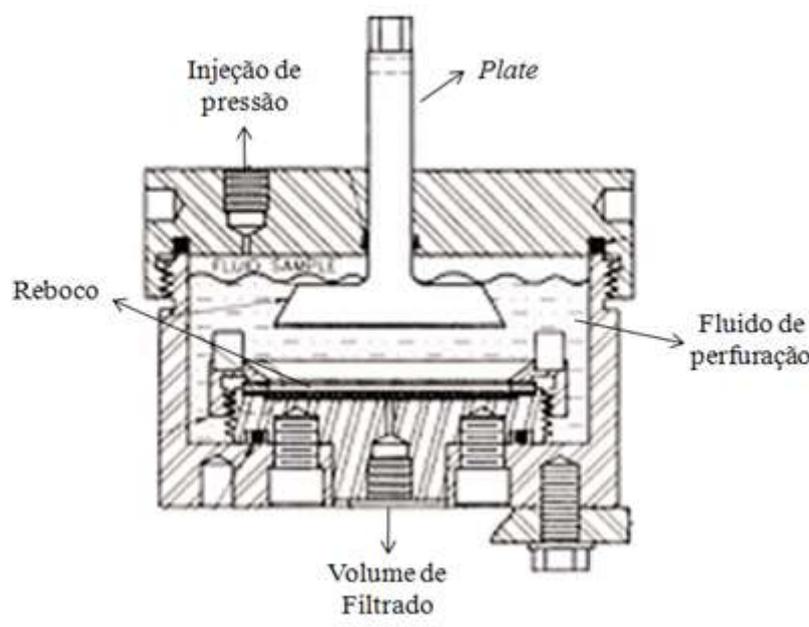


Figura 8: Esquema do *Differential Sticking Tester* [27].

#### 4. Procedimentos para Liberar Tubos Presos

Uma vez que a prisão é estabelecida, é necessária uma força significativa para liberar o tubo, mesmo se a condição de *overbalance* for removida. Essa força dependerá da pressão diferencial e da resistência do reboco no momento da tentativa de liberar o tubo [20].

Três diferentes forças têm sido utilizadas para cessar a prisão: a força axial (desloca o tubo para cima ou para baixo); a força radial

(movimenta o tubo, soltando-o da parede do poço em direção ao seu eixo central) e o torque (rotação da tubulação) (Figura 9). Na prática, segundo Bushnell-Watson e Panesar [4], é provável que a força necessária para liberar o tubo preso seja uma combinação da força axial e do torque

Para liberar a coluna, a força necessária para livrar o tubo pode exceder a sua resistência. Os métodos utilizados, além de exercer torque no tubo incluem: (1) redução da pressão hidrostática no poço; (2) colocação de um *spot*

*fluid*, próximo a zona onde a tubulação encontra-se presa; (3) aplicação de uma força acima do ponto de prisão, ou (4) todos os itens citados. A abordagem mais comum, no entanto,

para liberar colunas presas é utilização do *spot fluid* [7].

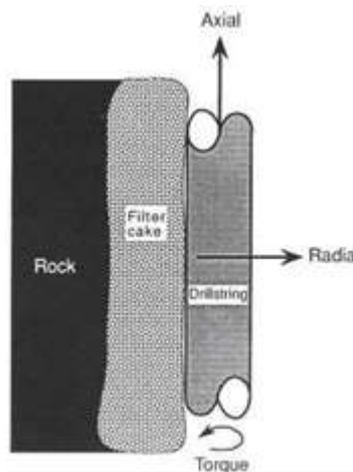


Figura 9: Forças para liberar o tubo preso [4].

O *spot fluid* é um pequeno volume de fluido que é colocado no espaço anular para liberar tubos presos por diferencial de pressão. Geralmente, são utilizados fluidos à base de óleo. Contudo, em perfurações *offshore* devido à preocupação com a eliminação do fluido, são usadas emulsões de base sintética ou formulações específicas à base de água [7].

Estes tipos de fluidos são fornecidos como um concentrado pré-embalado para uma mistura rápida, pois a velocidade da mistura e colocação do fluido no local onde ocorreu a prisão é de fundamental importância para o sucesso da operação [28].

As tentativas de liberar tubos presos devem ser feitas no menor tempo possível, visto que a probabilidade de soltar o tubo com êxito diminui rapidamente com o tempo. Na melhor das hipóteses, o equipamento pode passar várias horas em operações de liberação do tubo. Em casos mais graves, a tubulação não pode ser liberada e o poço tem que ser desviado ou abandonado [7].

### 5. Influência dos Fluidos de Perfuração no Fenômeno de Prisão Diferencial

Não há dúvidas de que a prisão diferencial é um fenômeno real e que sua severidade depende da magnitude da diferença de pressão, da área de contato e do atrito entre a coluna de perfuração e o reboco [8].

Reid et al. [10] citam que as propriedades do reboco (espessura, resistência ao cisalhamento e lubrificidade) são os parâmetros mais importantes na redução de prisão diferencial. No entanto,

essas propriedades são influenciadas por uma combinação de variáveis, como: condição de *overbalance*, teor de sólidos do fluido (alto e baixo teor de sólidos), tipo e composição do fluido e volume de filtrado.

Não é possível eliminar todas as condições associadas com a prisão de tubos. Contudo, há a possibilidade de reduzir os riscos de prisão diferencial seguindo algumas práticas de perfuração como: reduzir as diferenças de pressão na condição de *overbalance*, mantendo o peso do fluido o mais baixo quanto possível; reduzir a área de contato do tubo com as paredes do poço, usando o comprimento mínimo de comandos necessário para requerer peso sobre a broca; reduzir a espessura de reboco; manter uma taxa de filtração baixa e melhorar a lubrificidade do fluido [17].

Todas as práticas citadas, em sua maioria, envolvem as propriedades dos fluidos de perfuração. Desta forma, a formulação do fluido torna-se uma ferramenta imprescindível na redução ao risco de ter prisão diferencial.

O peso do fluido necessário para controlar o poço é determinado pela maior pressão de formação dentro do poço; conseqüentemente, a magnitude do diferencial de pressão contra as pressões normais da formação não pode ser reduzido, no entanto, a área de contato pode ser minimizada de diversas maneiras (controle da espessura de reboco, uso de estabilizadores e comandos espiralados), mas há limitações práticas que previnem a redução da área de contato de ser uma solução completa para o problema [8].

Os fluidos de perfuração são essencialmente sólidos em suspensão. Em geral, a quantidade relativa do sólido presente nos fluidos pode ser controlada dentro dos limites de densidade requeridos, pois o aumento do teor de sólidos gera um aumento da pressão hidrostática do fluido, causando um significativo *overbalance*, bem como o aumento da densidade gera um aumento no coeficiente de prisão diferencial. Esse efeito foi observado em estudos realizados por Monaghan e Annis [8], nos quais o aumento no teor de barita conduziu a acréscimos no coeficiente de prisão diferencial de fluidos.

Estudos realizados por Hunter e Adams [29], evidenciaram que embora os fluidos salinos apresentem menores perdas por filtração, apresentam elevado coeficiente de prisão diferencial.

Bushnell-Watson e Panesar [4] observaram que a força para liberar o tubo preso é maior com o fluido de maior densidade, e justificaram esse aumento devido ao tipo de fluido utilizado. Foram realizados ensaios com fluidos salinos e os autores observaram que esse tipo de fluido apresenta baixa tendência de colagem, contudo, a adição de sólidos ativos de perfuração conduziu as mais altas forças para liberar a coluna presa.

Isamburg et al. [20] observaram, em seus estudos, o mesmo comportamento descrito por Bushnell-Watson e Panesar [4], contudo associaram este aumento a permeabilidade do reboco e não ao tipo de fluido. Com isso, concluíram que o fluido mais denso forma um reboco de menor permeabilidade e, assim, com menor pressão de poros, necessitando de uma maior força para liberar o tubo.

Isamburg et al. [20] ressaltam que o aumento do teor de sólidos, reduz a água livre no fluido, diminuindo o teor de água do reboco (porosidade), aumentando, conseqüentemente, a taxa de pressão dos poros do reboco e, portanto, aumenta a força necessária para liberar o tubo.

Um reboco espesso reduz efetivamente o diâmetro do poço e aumenta a área de contato entre o tubo e a parede do poço, aumentando a tendência de ocorrer prisão. A área de contato entre o poço e o tubo pode ser diminuída por meio da redução da espessura de reboco que, por sua vez, pode ser reduzida pela diminuição da taxa de filtração e teor de sólidos presentes.

O tempo de filtração é bastante significativo, pois quanto maior o tempo de filtração, maior a espessura do reboco. Ambos os fatores resultam em uma área de contato do tubo com o reboco cada vez maior [11].

Reduzindo as perdas por filtração dos fluidos, geralmente fica subtendido que a probabilidade de ter prisão diferencial é reduzida. No entanto, nem todos os fluidos com

aditivos redutores de filtrado, produzem uma relação direta entre volume de filtrado API (*American Petroleum Institute*) e tendência de prisão. Por exemplo, a adição de carboximetilcelulose (CMC) em um fluido com argila melhora o volume de filtrado, mas não tem efeito no coeficiente de prisão diferencial [4].

Segundo Courteile e Zurdo [25], controlar e reduzir o volume de filtrado tem conseqüência direta na espessura do reboco; menores volumes de filtrado conduzem a rebocos menos espessos. Desta forma, deve haver uma penetração mínima do tubo de perfuração no reboco antes que uma mudança significativa da pressão na interface tubo/reboco possa ocorrer. Portanto, se o reboco for bastante fino, a prisão poderá ser evitada.

O potencial de prisão também varia muito com o tipo de fluido, se base água, base óleo ou sintético, bem como com a formulação utilizada. Segundo Reid et al. [11], os fluidos base óleo apresentam um menor coeficiente de prisão quando comparado com o de fluidos base água. Essa constatação deve-se as características lubrificantes desse tipo de fluido.

No caso dos fluidos à base de água, o estado de defloculação das partículas de argila, a presença de inibidores de inchamento de folhelhos e a escolha de polímeros utilizados como redutores de filtrado são apenas algumas das variáveis que impactam a tendência de prisão. Assim, a capacidade de determinar diretamente as propriedades de prisão diferencial das diferentes formulações dos fluidos torna-se um poderoso auxílio quando do projeto de perfuração, para o qual deverão ser selecionados os tipos de fluidos mais adequados para cada fase do poço, visando o sucesso da operação.

Muitos estudos mostram que a adição de determinados lubrificantes em fluidos base água reduz o risco de prisão diferencial, no entanto, pode haver ainda a prisão de tubos, mas a força necessária para liberá-lo será bastante reduzida.

Krol [30] constatou que em fluidos aquosos, alguns lubrificantes comerciais disponíveis são tão eficazes como o diesel e óleos minerais, e observou também que a força necessária para liberar o tubo preso aumentou com a densidade do fluido e que uma maior concentração de sólidos exige uma maior dosagem de lubrificante. Sob condições dinâmicas e estáticas, maiores dosagens de lubrificantes também foram exigidas. Segundo o autor, esse comportamento deve-se ao cisalhamento no sistema dinâmico produzido por partículas de tamanhos reduzidos, que por apresentarem maior área de superfície, exigem uma maior quantidade de lubrificante.

Bushnell-Watson e Panesar [4] também estudaram o efeito de lubrificantes em fluidos com teores mais elevados de sólidos. Tanto em fluidos aquosos quanto em fluidos oleosos, o uso de um lubrificante afetou significativamente a maneira como o tubo foi liberado. Na ausência do lubrificante, o tubo é liberado na interface reboco/formação, enquanto que com a presença de lubrificante, é liberado na interface tubo/reboco, reduzindo assim riscos durante a perfuração.

Os lubrificantes podem atuar por um ou vários mecanismos, dependendo da sua composição química e o estado de dispersão ou volubilidade na base do fluido: podem revestir superfícies metálicas, reduzindo a aderência do aço ao reboco; podem ser incorporados ao reboco e proporcionar um melhor controle da perda de fluidos (resultando em rebocos finos) e podem ser incorporados ao reboco de uma forma que reduza a sua elasticidade. Porém, os aditivos mais eficazes são aqueles que operam em mais de um dos mecanismos acima [10].

Assim, ao utilizar fluidos que atendem todas as exigências da perfuração, apresentando características adequadas, o risco de prisão diferencial torna-se bastante reduzido.

## 6. Considerações Finais

Este artigo apresentou uma revisão da literatura sobre o fenômeno de prisão diferencial, considerado como um dos problemas mais antigos e recorrentes na indústria de extração de petróleo.

As ocorrências de prisão de colunas de perfuração por diferencial de pressão ocorrem em poços verticais e direcionais, independente da sua localização. Esse fenômeno causa um aumento no tempo não-produtivo da sonda, sendo, portanto, considerado como uma das principais causas para a elevação dos custos relativos à operação de perfuração de poços.

Os fluidos de perfuração têm fundamental importância neste cenário, seja para evitar o fenômeno, minimizar os problemas causados pela prisão de tubos ou mesmo liberar o tubo preso por diferencial de pressão. A escolha correta do tipo de fluido, bem como o adequado dimensionamento das suas propriedades, como densidade, volume de filtrado, espessura de reboco e coeficiente de lubrificidade são a chave para reduzir os riscos de prisão diferencial e garantir o sucesso da perfuração.

## Agradecimentos

À Agência Nacional do Petróleo - ANP, ao PRH-25 e ao CNPq (Processo N° 479214/2007-7 e Processo N° 553206/2009-5) pelo apoio

financeiro e à Empresa System Mud Indústria e Comércio Ltda. pelo apoio ao projeto.

## Referências

- [1] Paiaman, A. M.; Al-Anazi, B. D. Using nanoparticles to decrease differential pipe sticking and its feasibility in Iranian oil fields. *Oil and Gas Business*, disponível em: <http://www.ogbus.ru/eng/>, 2008.
- [2] Bachelot, A.; Ricaud, J.; Arquey, G. Preventing differential sticking and mud losses in highly depleted sands, *AADE-04-DF-HO-27*, 2004.
- [3] Yarim, G.; Uchytal, R.; May, R.; Trejo, A.; Church, P. Stuck Pipe Prevention – A Proactive Solution to an Old Problem. *Paper SPE/IADC 109914*, 2007.
- [4] Bushnell-Watson, Y. M.; Panesar S. S.. Mechanisms of differential sticking and a simple well site test for monitoring and optimizing drilling mud properties, *SPE 22549*, 1991.
- [5] Simon, K.; Gaurina-Medimurec, N.; Pasic, B. Drilling fluids differential sticking tendency. *Rudarsko-geološko-naftni zbornik*, *UDC 622.244.442*, Vol. 17, pag. 31-35, Zagreb 2005.
- [6] Shumberger, <http://www.glossary.oilfield.slb.com/Display.cfm?Term=differential20sticking>, acesso em 21 de maio de 2010.
- [7] Schlumberger, Stuck-pipe prevention, *Self Learning Course*, February, 1997.
- [8] Monaghan, P. H.; Annis, M. R. Differential pressure sticking – laboratory studies of friction between steel and mud filter cake, *Paper SPE/IADC 151 PA*, 1962.
- [9] Silva, I. S. F.; Magalhães, J. M.; Rabelo, G. F. Perfuração de poços, Petrocom, [http://www.cbctc.puc-rio.br/Introenge/Conte%C3%BAdo/projeto24\\_20051/TurmaPetroleo.ppt](http://www.cbctc.puc-rio.br/Introenge/Conte%C3%BAdo/projeto24_20051/TurmaPetroleo.ppt), acesso em 20 de abril de 2010.
- [10] Reid, P. I.; Meeten, G. H.; Way, P. W.; Clark, P. Chambers, B.D. e Gilmour, A. Mechanisms of differential sticking and a simple well site test for monitoring and optimizing drilling mud properties, *SPE/IADC 35100*, March 1996.
- [11] Reid, P. I.; Meeten, G. H.; Way, P. W.; Clark, P.; Chambers, B. D.; Gilmour, A.; Sanders, M. W. Differential-sticking mechanisms and a simple wellsite test for monitoring and optimizing drilling mud

- properties, *SPE 64114*, SPE Drill. & Completion, June 2000.
- [12] Bradley, W. B.; Jarman D.; Plott R. S.; Wood, R. D.; Schofield, T. R., Auftick, R. A.; Cocking, D. A task force approach to reducing stuck pipe costs. *IADC/SPE 21999*, IADC/SPE Drilling Conference, Amsterdam, 1991.
- [13] Skalle, P.; Aamodt, A.; Sveen, J.; Case-Based Reasoning, a method for gaining experience and giving advice on how to avoid and how to free stuck drill strings. *IADC Middle East Drilling Conference*, Dubai, Novembro, 1998.
- [14] Souza, D. A. F.; Elias, R. N.; Alves, J. L. D.; Landau, L.; Coutinho, A. L. G. A.; Lomba, R. F. T.; Martins, A. L., Modelagem computacional da prisão diferencial da coluna de perfuração em poços não convencionais. *SOFTEC*, 2003. Disponível em: <http://www.nacad.ufrj.br/~rnelias/papers/softec2003.pdf>.
- [15] Pereira, E. O Uso de Inibidores de Argilas como Solução de Problemas em Sondagens, [http://www.systemmud.com.br/index.php?PG=literatura&sub=literatura\\_home&artigo=lit\\_006](http://www.systemmud.com.br/index.php?PG=literatura&sub=literatura_home&artigo=lit_006), acesso em: 20 de abril de 2010.
- [16] Kelessidis, V. C.; Tsamantaki, C.; Pasadakis, N.; Repouskou E. e Hamilaki E. Permeability, porosity and surface characteristics of filter cakes from water-bentonit suspensions. *WIT Transactions on Engineering Sciences*, v. 56, 2007.
- [17] Stuck Pipe, *Capther 15*, <http://www.scribd.com/doc/17232761/Stuck-Pipe>, Revision No: A-0 / Revision Date: 03-31-98, pg. 15.1 a 15.24.
- [18] Lummus, J. L.; Azar, J. J. Drilling fluids optimization A practical field approach, PennWell Publishing Company, Tulsa, Oklahoma, 1986.
- [19] Darley, H. C. H.; Gray, G. R. Composition and properties of drilling and completion fluids, Fifth Edition, *Gulf Publishing Company*, Houston, Texas, 1988.
- [20] Isambourg, P.; Ottesen, S.; Benaissa, S.; Marti, J. Down-hole simulation cell for measurement of lubricity and differential pressure sticking. *SPE/IADC 52816*, March 1999.
- [21] Coelho, B. S.; Couto, P.; Gandelman, R. A.; Martins, A. L. Análise de torque em colunas de perfuração de poços direcionais e sua influência no monitoramento da limpeza dos poços, *III Encontro Nacional de Hidráulica de Poços (ENAHPE)*, Campos do Jordão, SP, 2009.
- [22] Belaskie, J. P.; McCann, D. P.; Leshikar J. F. A practical method to minimise stuck pipe integrating surface and MWD measurements. *IADC/SPE 27494*, IADC/SPE Drilling Conference, Dallas, 1994.
- [23] Helmick, W. E.; Longley, A. J. Pressure differential sticking of drill pipe and how it can be avoided or relieved. *Oil and Gas Journal*, Vol. 55, p132, June 1957.
- [24] Outmans, H. D. Mechanisms of Differential Pressure Sticking of Drill Collars. *Trans AIME*, vol. 213, pp 265-274, 1958.
- [25] Courteille, J. M.; Zurdo, C. A new approach to differential sticking, *paper SPE 14244*, SPE Annual Technical Conference, Las Vegas, September 22-25, 1985.
- [26] Santos, H. Differentially stuck pipe: early diagnostic and solution, *SPE/IADC 59127*, February 2000.
- [27] *Instruction Manual Differential Sticking Tester*, Model 21150 Fann, Part No. 211510001EA, <http://www.fann.com/Default.aspx?navid=23&pageid=109&prodgroupid=FPG%3a%3aJN3G8HYP>, 2010.
- [28] Haliburton, North Sea Compliant Spotting Fluid with Fast-Acting QUIK-FREE® Technology for Oil- and Water-Based Mud Systems, Baroid fluid services, disponível em: [http://www.halliburton.com/public/bar/contents/Data\\_Sheets/web/Sales\\_Data\\_Sheets/H06176.pdf](http://www.halliburton.com/public/bar/contents/Data_Sheets/web/Sales_Data_Sheets/H06176.pdf), 2010.
- [29] Hunter, D.; Adams, N. Laboratory and field data indicate water base drilling fluids that resist differential-pressure pipe sticking, *paper OTC 3239*, Annual Otc in Houston, TX, May 8-11, 1978.
- [30] Krol, D. A. Additives cut differential pressure sticking in drillpipe, *Oil & Gas J. Technology*, pg. 55 – 59, 1984..