

FERNANDO NICULITCHEFF GANDARA

**PERFURAÇÃO COM REVESTIMENTO – UMA REVISÃO
BIBLIOGRÁFICA**

Trabalho de formatura em engenharia de petróleo do curso de graduação do departamento de Engenharia de Minas e Petróleo da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo

Orientador: Prof. Dr. Wilson Siguemasa Iramina

**São Paulo
2012**

Resumo

A perfuração simultânea ao revestimento apresenta registros históricos de uso desde a infância da perfuração de poços de petróleo. Com os avanços da perfuração convencional, o método foi deixado de lado até recentemente, onde foram desenvolvidas novas ferramentas e testes foram realizados. Com o desenvolvimento atual de tecnologias específicas para o método (Casing Drilling®, Drilling-with-Casing - DwC™ e EZCase™), foram realizados alguns testes visando determinar a viabilidade e a capacidade de solução de problemas da técnica. Estes testes mostraram boa capacidade de se perfurar direcionalmente e grande habilidade em reduzir a perda de circulação, além da redução do tempo não produtivo da sonda. Ainda mais, os testes mostraram fortalecimento da parede do poço. Outras vantagens como o aumento da estabilidade da parede do poço e redução do dano de formação induzido pela perfuração foram teorizadas. Porém, o método ainda está em desenvolvimento e não tem muita visibilidade no mercado.

Palavras-Chave: Perfuração com Revestimento, perfuração direcional, Casing Drilling, Drilling with Casing, EZCase

Abstract

Casing-while-drilling presents historical records dating the beginning of oil well drilling. With advances in conventional drilling, the method has been overlooked until recently, where new tools were developed and tests were performed. With the current development of specific technologies to the method (Casing Drilling ®, Drilling-with-Casing - DwC ™ and EZCase ™), some tests were conducted to determine the technique's viability and ability to solve problems. These tests have shown good ability to directionally drill and great ability to reduce loss circulation, besides the reduction of rig's non-productive time. Further, the tests showed strengthening of the bore hole. Other advantages such as increased wall stability and the reduction of drilling-induced formation damage have been theorized. However, the method is still in development and does not have much visibility in the market.

Keywords: Casing while drilling, directional drilling, Casing Drilling, Drilling with Casing, EZCase

Sumário

1.	Introdução.....	6
2.	Revisão Bibliográfica	7
2.1.	Histórico e Descrição do Processo Convencional	7
3.	Metodologia.....	8
4.	Perfuração com Revestimento	8
4.1.	Descrição do Processo	8
4.2.	Ferramentas de fundo de poço recuperáveis.....	11
4.3.	Testes e resultados	12
4.3.1.	Canadá e EUA	12
4.3.2.	Brasil.....	20
4.4.	Vantagens	22
4.4.1.	Redução na perda de circulação de fluido	22
4.4.2.	Aumento na estabilidade da parede do poço	24
4.4.3.	Fortalecimento da parede do poço.....	26
4.4.4.	Mitigação do dano de formação induzido pela perfuração	26
5.	Discussão	28
6.	Conclusões.....	28
7.	Referências	29

1. Introdução

A perfuração convencional, da maneira que é realizada, em certas ocasiões pode levar o operador da perfuração e a empresa responsável pela mesma a passar por dificuldades. O custo de uma sonda marítima, por exemplo, pode chegar a centenas de milhares de reais por dia, de forma que quanto mais rápido for o processo da perfuração, melhor.

Problemas como a perda de circulação também afetam o processo da perfuração convencional. Ao observarmos nível do tanque do fluido de perfuração, notamos que em alguns casos este tenta a diminuir drasticamente durante a perfuração, revelando uma perda de fluidos para as rochas que a circundam. Com isso, as empresas têm que arcar com mais custos, e os operadores ficam mais susceptíveis a situações perigosas como o kick ou blowout.

Em alguns casos, a geologia local faz com que o operador tenha que trabalhar com uma faixa de densidade de fluido de perfuração muito estreita, o que faz com que haja maior risco de perda de estabilidade na parede do poço culminando com fraturas (e, consequentemente, perda de circulação) ou desmoronamentos, e nestes casos existe a necessidade de revestir mais trechos do poço, o que demanda mais manobras, portanto mais tempo. Os desmoronamentos representam grande prejuízo, pois as ferramentas de fundo tem que ser recuperadas, o que nem sempre é possível, e o poço deve ser fechado em certo ponto e então desvio para que a perfuração prossiga, o que demanda tempo.

Durante a retirada dos rubos de perfuração e descida do revestimento, o processo fica sujeito a variações de pressão nocivas a segurança da perfuração e de todos nela envolvidos, devido a possibilidade de queda do nível de lama no poço resultando em uma diminuição de pressão na zona exposta. Durante essa manobra, ainda existe a necessidade de recircular o poço com fluido para retirada de detritos resultantes da perfuração, o que demanda tempo.

Por fim, quando há penetração de fluidos de perfuração na formação produtora é formada uma zona danificada, que dificulta a passagem do óleo por entre as gargantas de poros da formação. Este dano diminui o influxo de óleo no poço produtor, que prejudica a capacidade final de produção diária do poço em alguns casos.

O objetivo deste trabalho é verificar a possibilidade de melhoria dos problemas supracitados através do método da perfuração com revestimento e os casos onde esta pode ser aplicada, bem como o estado atual em que ela se encontra, com o cuidado de analisar os textos dos autores de forma crítica e tentando identificar o interesse do autor no ato da elaboração do texto.

A motivação para esta pesquisa é a de que um método semelhante, utilizado no passado, mostrou-se efetivo em diminuir o tempo de perfuração de alguns poços. Com os avanços constantes das técnicas de perfuração, e a grande necessidade de diminuir o tempo de perfuração de poços para reduzir os custos, bem como outros problemas, é esperado que novos horizontes tenham sido desenvolvidos para técnicas antigas, como esta, de forma a viabilizá-las e até torná-las mais econômicas que as convencionais.

2. Revisão Bibliográfica

Segundo Plácido e Medeiros (2007), as principais razões para se utilizar o método da perfuração com revestimento são de reduzir os tempos de manobra, eliminar o tempo de condicionamento do poço prévio à descida do revestimento ou liner no poço, superar formações problemáticas que sofrem de instabilidade e perda de circulação e aumentar o controle do poço.

O principal cenário para aplicar esta tecnologia é a perfuração terrestre ou plataformas offshore fixas, como as do tipo jaqueta e TLP. A perfuração com revestimento pode ser realizada também em plataformas flutuantes com arvore de natal seca.

Existem basicamente três tipos primários de perfuração com revestimento disponíveis no mercado. Casing Drilling® permite que o Bottom Hole Assembly (BHA), que é o conjunto de ferramentas que ponteiam a coluna de perfuração, seja trocado sem que haja manobra do revestimento. As outras são Drilling with Casing® e EZCase® que usam uma broca fixa à parte inferior do revestimento.

2.1. Histórico e Descrição do Processo Convencional

O conceito de perfuração com revestimento não é novo, apesar de apenas recentemente ter havido um grande interesse na operação devido a criação de novas tecnologias relacionadas com essa técnica. Segundo Tarr e Sukup (1999), na década de 1950 era comum aos operadores perfurarem a seção produtora com o revestimento e então cimentá-los no lugar.

Buntoro (2008) relata que a perfuração sem a retirada da tubulação (Drilling Without Pulling out the Pipes – DWPP) data do começo do século XX, quando em 1902 se tinha relato da introdução da perfuração com broca retrátil e motor de fundo, e que este método seria utilizado na exploração de um campo na Polônia após a primeira guerra mundial e na França em 1928. Este método seria comercializado também na União Soviética entre 1965 e 1971, para perfurações entre 2500 e 3000 metros.

A perfuração tradicional, segundo Thomas (2004), pode ser resumida por:

A perfuração de um poço de petróleo é realizada através de uma sonda[...]. Na perfuração rotativa, as rochas são perfuradas pela ação da rotação e peso aplicados a uma broca existente na extremidade de uma coluna de perfuração, a qual consiste basicamente de comandos (tubos de paredes espessas) e tubos de perfuração (tubos de paredes finas). Os fragmentos da rocha são removidos continuamente através de um fluido de perfuração ou lama. O fluido é injetado por bombas para o interior da coluna de perfuração através da cabeça de injeção, ou swivel, e retorna à superfície através do espaço anular formado pelas paredes do poço e a coluna. Ao atingir determinada profundidade, a coluna de perfuração é retirada do poço e uma coluna de revestimento de aço, de diâmetro inferior ao da broca, é descida no poço. O anular entre os tubos do revestimento e as paredes do poço é cimentado com a finalidade de isolar as rochas atravessadas, permitindo então o avanço da perfuração com segurança. Após a operação de cimentação, a coluna de perfuração é novamente descida no poço, tendo na sua extremidade uma nova broca de diâmetro menor do que a do revestimento para o prosseguimento da perfuração. Do exposto, percebe-se que o poço é perfurado em diversas fases, caracterizadas pelos diferentes diâmetros das brocas.

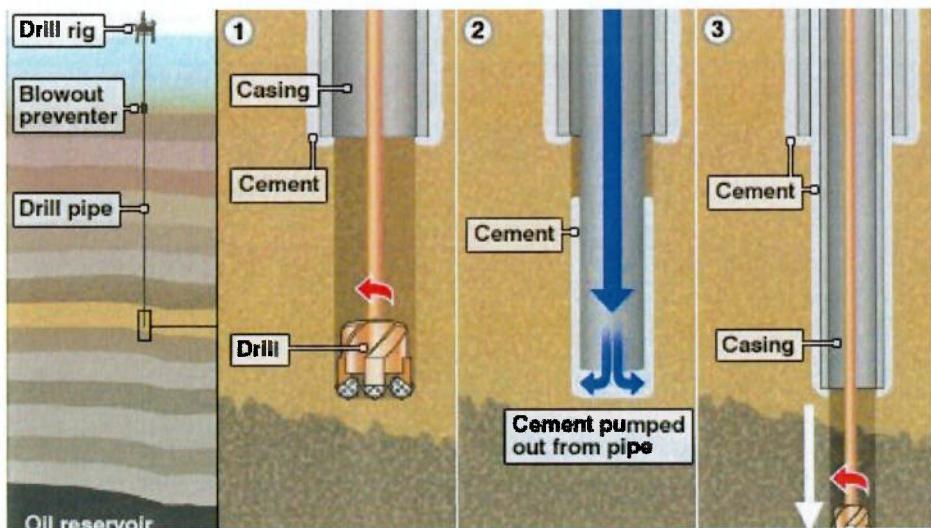


Figura 1 – Perfuração convencional. Fonte: Vide seção 7.

3. Metodologia

Para a confecção deste texto foram examinadas publicações científicas, livros, revistas técnicas da área e foram consultados a colegas já formados. Pelo fato de ser uma tecnologia em desenvolvimento e sem muita visibilidade, não fui capaz de encontrar materiais pesquisáveis relevantes em livros didáticos sobre a tecnologia estudada, porém estes livros forneceram um embasamento teórico sobre o método convencional, bem como informações adicionais sobre brocas e revestimentos.

A biblioteca digital de documentos técnicos e artigos da OnePetro foi utilizada na obtenção de textos técnicos atuais sobre o assunto, e pesquisas na internet revelaram artigos publicados em revistas científicas da área.

Foram consultados profissionais trabalhando na área de óleo e gás, os quais forneceram material para o texto, mas não houveram relatos de contato direto com a tecnologia.

4. Perfuração com Revestimento

4.1. Descrição do Processo

A diferença do método convencional para a perfuração com revestimento, segundo Warren, Houtchens e Madell (2005) se dá, essencialmente, pelo fato de que o sistema utilizado na perfuração com revestimento é composto por ferramentas de fundo e de superfície que permitem o uso de revestimentos convencionais para exercer a função da coluna de perfuração, para que o poço seja perfurado e revestido simultaneamente. Cabe aqui a observação de que os autores não citam a necessidade de, em alguns casos, segundo Plácido e Medeiros (2007), a utilização de um anel de torque (Figura 2) para permitir que a potência seja transmitida através da coluna de revestimento sem que a mesma seja danificada. No exemplo citado, a resistência ao torque da coluna é aumentada cerca de cinco vezes através do uso deste equipamento.

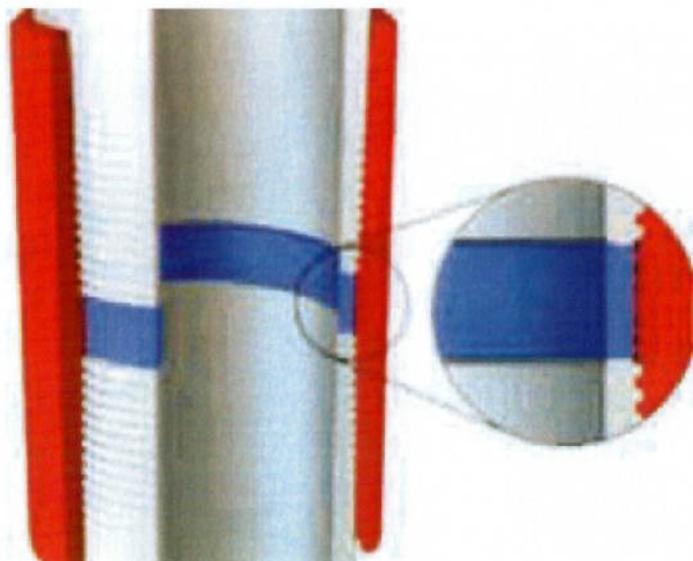


Figura 2 – Anel de torque. Fonte: Plácido e Medeiros (2007)

Um poço vertical pode ser perfurado utilizando o método da perfuração com revestimento utilizando uma broca especial conectada ao final da coluna de revestimento que pode ser perfurada pela próxima broca para que a perfuração prossiga (este é o princípio utilizado pelas tecnologias Drilling with Casing® e EZCase®). Mas quando existe a necessidade do uso de um motor de fundo ou a atual seção do poço não pode ser perfurada com apenas uma broca, há a necessidade de se utilizar um conjunto de perfuração recuperável, que pode ser içado e reutilizado. Até mesmo seções que podem ser perfuradas com uma broca descartável podem vir a ser mais econômicas ao utilizarmos um conjunto recuperável.

O conjunto de perfuração recuperável por cabeamento fica suspenso por um nipple localizado próximo ao final da coluna de revestimento. O fluido de perfuração é bombeado poço abaixo através do diâmetro interno do revestimento e para cima através do espaço anular entre o revestimento e a parede do poço. O revestimento é rotacionado a partir de um top-drive localizado na superfície para todas as operações – exceto perfuração com motor de fundo, onde além do motor utiliza-se haste dobrável para trabalhos direcionais orientados.

O BHA da perfuração com revestimento consiste de uma broca piloto com um alargador localizado acima desta que alarga a perfuração para o diâmetro final desejado. A broca piloto é dimensionada para passar por dentro do revestimento, e o alargador acerta o diâmetro para aquele ideal para que o revestimento seja instalado. Por exemplo, uma broca de diâmetro de $8\frac{1}{2}$ polegadas e um alargador de $12\frac{1}{4}$ polegadas podem ser utilizados para perfurar com um revestimento de $9\frac{5}{8}$ polegadas, 36 libras por pé. Para perfuração vertical, um estabilizador normalmente é incluído no BHA.

Para perfurações com conjunto recuperável, utiliza-se uma ferramenta especial, o Drill-lock Assembly (DLA). O DLA permite a conexão de ferramentas convencionais de perfuração com conexões amparadas radialmente e axialmente ao revestimento e facilita a inserção e retirada das ferramentas (figura 3).

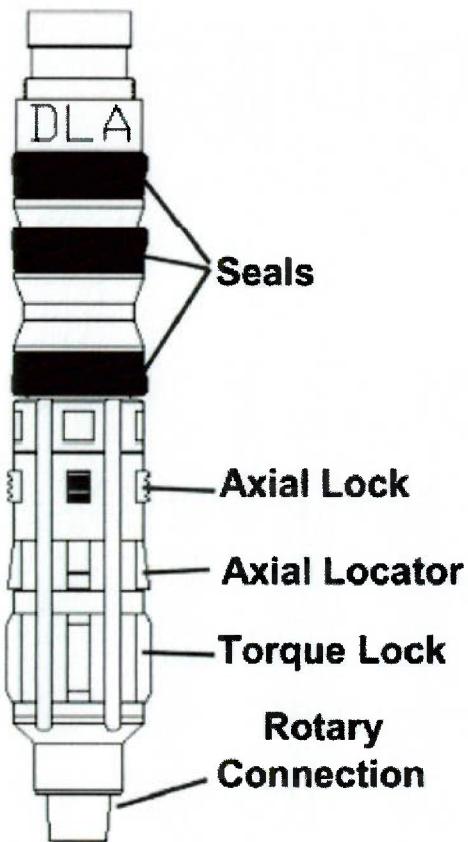


Figura 3 – Drill Lock Assembly. Fonte: Warren et al. (2003)

A coluna de revestimento é acoplada ao top drive através de uma conexão rápida sem a necessidade de haver o rosqueamento com a ferramenta. A conexão rápida inclui um engate que escorrega (para aderir ao interior de um revestimento de grande diâmetro ou ao exterior de um revestimento de menor diâmetro) e um conjunto interno tipo “spear” (para prover uma selagem do fluido que está no interior do revestimento). O uso da conexão rápida acelera a operação de manuseamento do revestimento e previne dano à coluna eliminando um ciclo de rosqueamento (figura 4).

As conexões são feitas de modo similar às da coluna convencional – ou no “mousehole” ou sobre a mesa rotativa, dependendo do equipamento disponível. O conjunto de conexão rápida usualmente inclui elevadores hidráulicos que pegam o revestimento da “vee door” para facilitar as conexões.

A utilização da conexão rápida e garras hidráulicas permitem que as conexões sejam feitas tão rapidamente quanto às da coluna de perfuração convencional, minimizando a atividade enquanto é feita uma conexão e assim aumentando a segurança na área da perfuração.

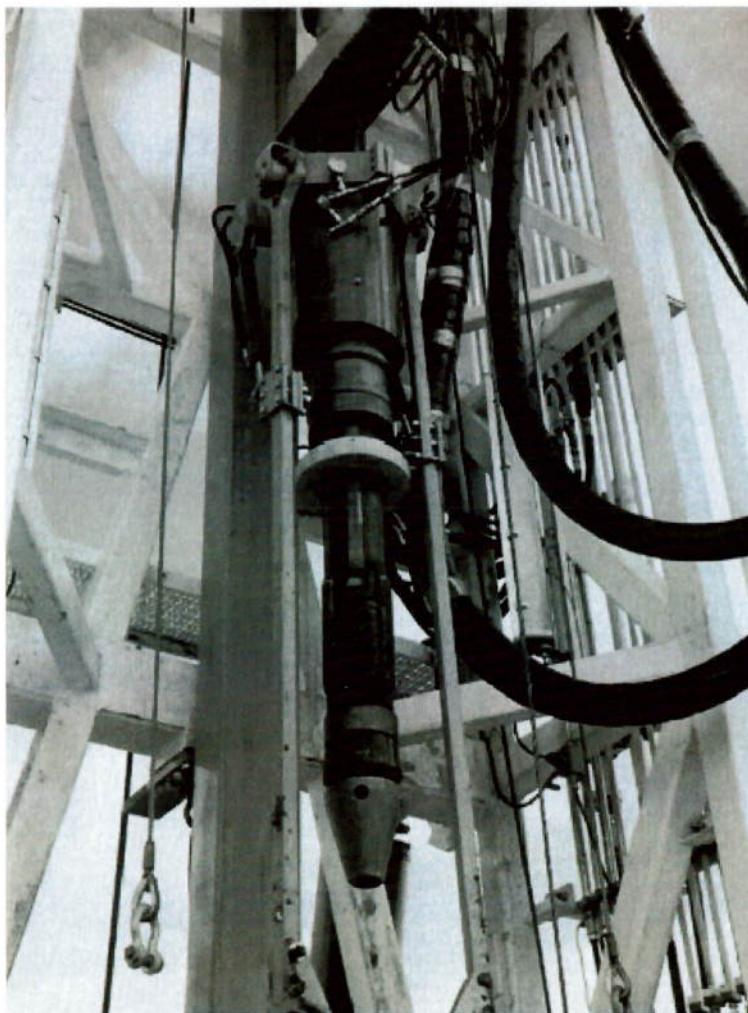


Figura 4 – Sistema de engate rápido do revestimento. Fonte: Warren et al. (2003)

4.2. Ferramentas de fundo de poço recuperáveis

As ferramentas utilizadas na maioria das aplicações de perfuração com revestimento contidas na literatura eram limitadas a poços quase verticais devido ao desenho do DLA e das ferramentas de recuperação do BHA. Conforme experiência foi adquirida com essas ferramentas e os requerimentos para a perfuração com revestimento foram melhores compreendidos, uma nova geração de ferramentas foi desenvolvida.

Essas ferramentas preservaram a habilidade comprovada de travar e destravar axialmente e torcionalmente o BHA ao revestimento, selar o revestimento de forma a forçar o fluido de perfuração através da broca (uma passagem do tipo bypass é acionada durante a manobra do BHA, para evitar diferenças indesejadas de pressão entre o diâmetro interno e o espaço anular), posicionar o DLA no perfil sem a necessidade de medições precisas de wireline, e de passar o fluido por entre as ferramentas para circulação. Novas características adicionadas a essas ferramentas permitem que elas sejam baixadas ou içadas a poços com inclinações superiores a 90°. O BHA pode ser solto com um “pump-down dart” antes de ser içado. A maior parte da complexidade da ferramenta é devido às operações de decida e retirada da ferramenta, ao invés das forças e vibrações que a perfuração imprime no BHA.

O sistema de inserção e içamento através de cabeamento pode ser utilizado com ferramentas de diâmetro 13 $\frac{3}{8}$ polegadas ou menores, enquanto o mesmo sistema se encontra

disponível através de coluna de perfuração para todas as ferramentas. O DLA tem um espaço para a passagem de fluidos relativamente grande ($2\frac{3}{4}$ polegadas em um DLA para um revestimento de 7 polegadas) para diminuição de perdas de pressão e para facilitar qualquer operação pelo cabeamento que pode ser necessário ao BHA suspenso abaixo do DLA.

O BHA de perfuração direcional utilizado na perfuração com revestimento normalmente consiste de uma broca piloto, alargador, motor de fundo direcionável, Measurement While Drilling (MWD) e drill collars não-magnéticos. Esse conjunto é similar ao utilizado na perfuração direcional convencional, exceto pelo fato de o motor de fundo ser menor [para passar pelo revestimento]. Uma ferramenta de MWD magnética é usualmente utilizada para o direcionamento, e requer uma seção de drill collars não magnéticas entre esta e o revestimento. Isso faz com que a broca e o alargador fiquem posicionados entre 80 e 120 pés abaixo do revestimento.

O tamanho diminuído do motor de fundo requerido para alguns tamanhos de revestimento limita sua potência, mas o reflexo disto é pequeno para revestimentos de diâmetro superior a 7 polegadas. Também em consequência disto, o motor é mais flexível do que aquele que seria utilizado pelo método convencional, e isto somado com a inabilidade de colocar estabilizadores de lâminas rígidas de diâmetro do poço acima do motor pode tornar a resposta direcional um pouco mais difícil de prever e controlar.

A última diferença entre o BHA da perfuração convencional da perfuração com revestimento é que o ângulo máximo de curvatura do motor para trabalhos direcionais é limitado pelo fato de que o conjunto deve passar por um espaço menor (motor/revestimento) que é menor do que aquele que seria observado entre motor e parede do poço para trabalhos convencionais. Porém, geralmente um ângulo de curvatura adequado pode ser obtido para o máximo raio de curvatura adequado à perfuração com revestimento.

4.3. Testes e resultados

Alguns documentos pesquisados relatam testes realizados com esta tecnologia. Seguem alguns exemplos de testes realizados.

4.3.1. Canadá e EUA

A perfuração de poços-teste com revestimento, segundo Warren, Houtchens e Madell (2005), provou que poços poderiam ser perfurados direcionalmente utilizando esse sistema, e esses testes exploraram os limites do revestimento nesta aplicação. Critérios para as ferramentas que seriam necessárias para prover um sistema prático de perfuração direcional foram definidos, e práticas operacionais para perfuração direcional com revestimento foram desenvolvidas. Estes testes foram conduzidos no Canadá com a plataforma Casing Drilling® 1, que foi projetada e construída para testes de equipamentos de perfuração com revestimento.

Poços com inclinação de até 86° foram perfurados com revestimento de $5\frac{1}{2}$ polegadas, e poços com inclinação de até 90° foram perfurados com revestimento de 7 polegadas nesses primeiros testes. Estes testes provaram que era possível perfurar direcionalmente com revestimento com raios de curvatura relativamente pequenos, mas as ferramentas protótipos para o trabalho eram de certa forma limitadas. Não havia capacidade de bombeamento para baixar ou içar as ferramentas; assim, a maior inclinação na qual as ferramentas puderam ser baixadas ou içadas foi entre 45° e 50° . Quando a inclinação excedia estes valores, o

revestimento tinha que ser parcialmente retirado do poço para que pudesse haver a subida da ferramenta. Estes testes também demonstraram a necessidade de desenvolver alargadores específicos para perfuração com revestimento direcional.

Casing Size, in.	Depth, ft	Distance Drilled, ft	Average Build Rate, Degrees/100 ft	Maximum Inclination, Degrees
5½	1,010	507	10–14	60
5½	610	1,995	6–8	70
5½	1,913	1,149	4–6	84
5½	633	1,362	8–12	86
5½	827	2,309	6–10	91
7	1,747	465	4–6	10
7	1,325	1,552	6–8	54
7	1,712	1,216	6–8	90
7	2,398	1,411	6–8	93
13¾	328	1,985	2–3	19

Tabela 1 – Resumo das condições de teste da perfuração com revestimento direcional. Fonte: Warren et al. (2003)

Assim que bombas e ferramentas de alta pressão foram desenvolvidas, outra rodada de testes direcionais foi conduzida com revestimentos de 5½, 7 e 13¾ polegadas. Estes testes tinham a função de demonstrar progressão controlada do poço direcional, revelar problemas relacionados ao processo, desenvolver processos operacionais e definir os limites de aplicação prática das ferramentas.

A tabela 1 lista os intervalos que foram perfurados nos testes da perfuração com revestimento direcional. No total, 13,951 pés foram perfurados nos poços-teste com inclinações de até 91.5°, com três tamanhos de ferramentas. Esta tabela mostra a abrangência dos trabalhos que podem ser feitos na perfuração com revestimento.

4.3.1.1. Testes com revestimento de 7 polegadas

Um poço-teste foi perfurado com o DLA de segunda geração e revestimento de 7 polegadas, L-80 para simular a seção do desvio de um poço horizontal próximo à superfície. O objetivo deste teste era mostrar que o poço poderia ser perfurado da vertical para a horizontal mantendo controle direcional e de desvio. Um motor de 5 polegadas de diâmetro, lóbulos de ¾ de polegadas, 3.8 estágios e 1.15-bent housing, foi utilizado para o serviço. A seção foi perfurada com uma única broca PDC com cortadores de 13mm e uma variedade de alargadores PDC. A taxa média de inclinação para uma variação de 1° a 90° foi de 5°/100 pés.

O desvio de 0° até 34° se deu com uma taxa de perfuração com motor de fundo/rotação do revestimento de 34%. A partir desta inclinação, uma seção tangente foi iniciada através da perfuração por rotação da coluna de revestimento. Esta seção incluiu um pequeno desvio para baixo com motor de fundo. O desvio foi então recomeçado e o ângulo aumentado para 54°, mas no processo, duas medidas consecutivas indicaram excesso da taxa de inclinação de 8°/100 pés. Isto ocorreu após a perfuração de dois trechos de 25 pés de perfuração com motor de fundo separados por apenas 13 pés de perfuração através da rotação da coluna de revestimento. Esta curvatura aproximou-se do limite de resistência do revestimento, então optou-se por fechar o poço até a seção tangente e começar a curvatura novamente, ao invés de arriscar uma falha por fadiga da tubulação.

Depth, ft	Inclination, Degrees	Slide, %	Average Build Rate, Degrees/100 ft	Maximum Build Rate, Degrees/100 ft
1,654—2,329	1.3—34.4	34	4.6	6
2,329—2,453	34.4—34.5	3	—	—
2,453—2,840	34.5—54.4	42	6.0	8.12
Plug back and sidetrack				
2,566—3,086	35—69	35	5.88	7.76
3,086—3,457	69—89	46	4.75	6.69
3,457—3,831	89—89.7	4	—	—

Tabela 2 – Performance direcional ao perfurar com revestimento de 7 polegadas. Fonte: Warren et al. (2003)

O poço foi fechado enquanto era usado um revestimento de 7 polegadas como coluna, e foi desviado com um sistema de perfuração com revestimento direcional, usando um desvio de 1.5° no motor. A perfuração foi retomada com um desvio de 1.15°, e a sação desviada continuou até 89° onde então uma seção tangente foi novamente perfurada sem dificuldade. A tabela 2 mostra mais informações sobre a resposta direcional observada durante estes testes.

O poço provavelmente apresenta uma taxa de perfuração com motor/perfuração através da rotação da coluna que pode ser utilizada para realizar o mesmo desvio de maneira convencional. De forma geral, houve pouca dificuldade nas partes perfuradas com motor de fundo, mas a taxa de penetração observada foi substancialmente reduzida durante esses trechos, em comparação com métodos convencionais de perfuração.

4.3.1.2. Testes de revestimento de 13% polegadas

A plataforma Casing Drilling® 1 foi transferida para Houston e utilizada para perfurar um poço direcional com revestimento com diâmetro de 13%, 54.5 lbf J55. O perfil do poço foi projetado para ter uma taxa de desvio de aproximadamente 2.25°/100 pés e uma seção tangente inclinada de 20° antes de perfurar uma seção com decréscimo de inclinação. Este perfil foi escolhido para representar o planejamento direcional mais severo durante a perfuração de um poço próximo a superfície com um revestimento de 13%, e testaria a habilidade de desvio em arenitos muito moles.

O conjunto de perfuração consistia de uma broca tricônica de dentes de aço de 12 1/4, alargador de 12 1/4x16 polegadas, motor de fundo de 8 polegadas com desvio de 1.5°, MWD e

drill collars não magnéticos de 8 polegadas. Após o início da perfuração direcional, os sedimentos pouco consolidados em torno do furo condutor de 20 polegadas foram levados pelo fluxo de lama. O trabalho direcional foi retomado após um revestimento de 16 polegadas foi perfurado e cimentado a 406 pés.

A seção superior do poço era extremamente mole onde taxas de penetração de centenas de pés por hora foram observadas com pouquíssimo peso sobre a broca. Utilização de motor de fundo em 80% do avanço resultou em uma taxa média de desvio de $1.5^\circ/100$ pés até a profundidade de 1,100 pés, onde as formações endureceram. Após este marco, a taxa de desvio subiu para $2^\circ/100$ pés com 60% do avanço através da perfuração com motor de fundo.

A inclinação chegou a 19° a 1,684 pés, onde uma seção tangente foi iniciada. A perfuração continuou com avanço 100% através de perfuração com rotação da coluna de revestimento, para um avanço de 240 pés na direção tangente. A inclinação decresceu a uma taxa de $0.14^\circ/100$ pés durante esta seção. Um desvio para baixo foi então iniciado perfurando-se dois conjuntos com motor de fundo e continuou com 50% do avanço através da perfuração com motor de fundo. Isto resultou em um decréscimo da inclinação de 18.7° a 13° proporcionando dessa forma uma taxa de desvio média de $1.65^\circ/100$ pés. A primeira seção de desvio incluiu uma leve curva a direita, enquanto a segunda, uma leve curva a esquerda, para mostrar controle direcional além do controle da inclinação.

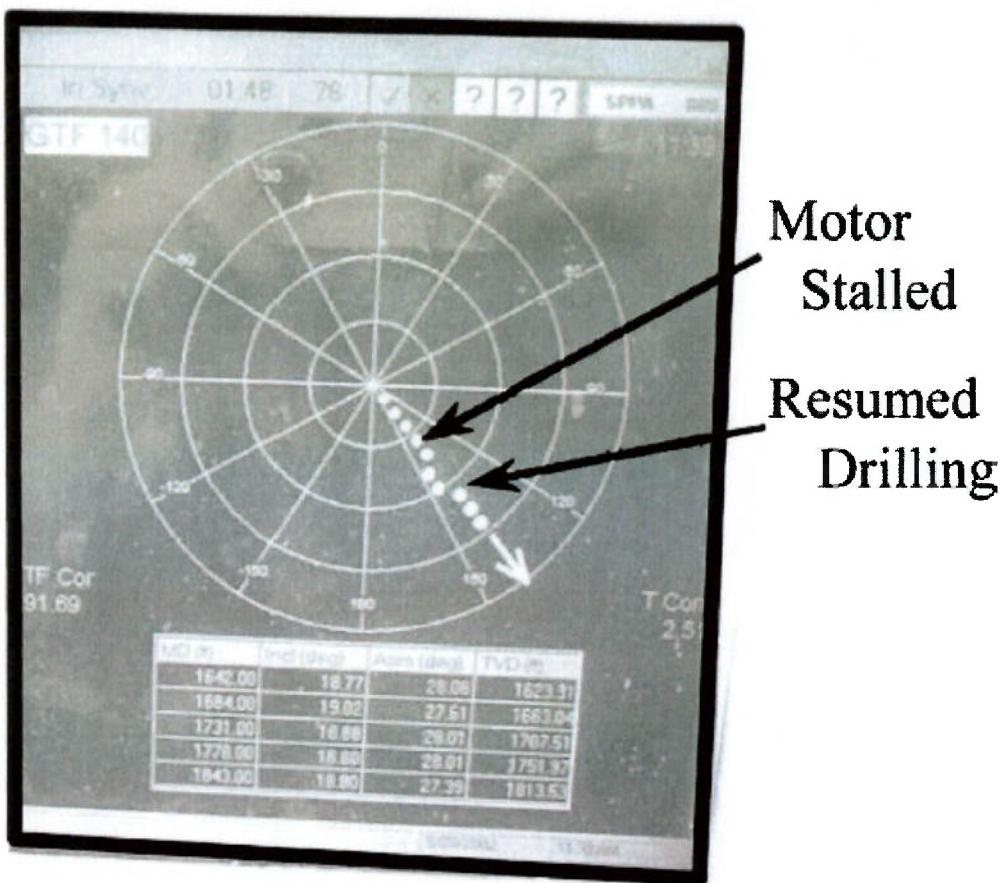


Figura 5 – Desvio torcional da coluna de revestimento durante parada e reinício do motor.

Fonte: Warren et al. (2003)

Ao longo do teste, um sistema MWD com telemetria via pulsos positivos de pressão foi utilizado sem dificuldades em receber o sinal através do DLA e revestimento de grande

diâmetro. A intensidade do sinal e do ruído foram similares àquelas observadas na perfuração convencional. Uma pequena piora na intensidade do sinal com revestimentos de menores diâmetros foi observada, enquanto ferramentas com pulsos negativos de pressão mostraram-se menos efetivas – conseguir bons sinais com elas, algumas vezes, foi um problema.

Orientação com motor de fundo na perfuração com revestimento é extremamente fácil pois há pouquíssima defasagem torcional entre a superfície e o motor. Por exemplo, a figura 5 mostra a face da ferramenta durante 5 minutos, durante o qual o motor parou. A coluna foi puxada, e o motor reiniciado. A face da ferramenta se defasou menos de 10° quando a coluna foi puxada e o motor reiniciado.

4.3.1.3. Controle Direcional

Os exemplos discutidos acima demonstram que poços direcionais podem ser perfurados com o método da perfuração com revestimento. Os seguintes parágrafos descrevem alguns problemas que devem ser levados em conta ao selecionarmos um BHA para controle de desvio ou perfuração direcional.

No caso da perfuração vertical, seria lógico que a porção inferior do revestimento deveria ser estabilizada para prover meios efetivos de controle de desvio. A estabilização do revestimento centralizado no poço deveria permitir que a rigidez do revestimento auxiliasse a broca a perfurar um poço retilíneo. Infelizmente, isso nem sempre funciona.

Várias tentativas foram feitas neste sentido no sul do Texas com revestimento de 7 polegadas. Estabilização da parte inferior do revestimento resultou em altas cargas laterais e desgaste unilateral do estabilizador.; além de não prover controle adequado de desvio. Melhor controle de desvio ocorreu em Wyoming ao estabilizar o revestimento, que tinha 4½ polegadas sem um BHA recuperável.

A causa principal do desgaste do estabilizador e o baixo controle de desvio é que o revestimento não é perfeitamente reto. Isto pode resultar de várias razões, mas a mais significativa é que o revestimento pode apresentar “hook ends” (desvios laterais). As especificações do American Petroleum Institute (API) para revestimentos não define adequadamente a “retilinearidade” do revestimento uma vez que esse é filetado, acoplado e rosqueado. Em alguns casos, o tubo pode estar reto quando deixa a fábrica, mas pode não permanecer retilíneo devido a tensões residuais do processo de fabricação e retificação, que segundo Bourgoyn Jr. et al. (1986) pode ser feito de três maneiras – sem emendas, através de uma usinagem rotativa penetrante, soldagem por resistência elétrica, onde placas são laminadas e soldadas e soldagem com arco voltaico, semelhante ao método anterior. Sabe-se que processos de moldagem “a frio” no aço tendem a deixar tensões residuais.

Medições feitas em revestimentos de 7 polegadas mostram que o desvio axial do revestimento, de uma ponta a outra, pode ser de várias polegadas. A figura 6 mostra as medidas indicando que o desvio axial segue uma distribuição normal com um valor máximo de 2.6 polegadas para o lado acoplado e 1.8 polegadas para o lado do pino para esta amostra específica (40 seções) de tubos. O lado do acoplamento mostrou possuir uma maior taxa de desvio. Usar um revestimento de 7 polegadas como coluna de perfuração pode resultar em centenas de libras de força lateral a cada seção apenas para deformá-los suficientemente para caber em um poço retilíneo suavizado, mesmo que o desalinhamento angular seja de apenas 0.25°.

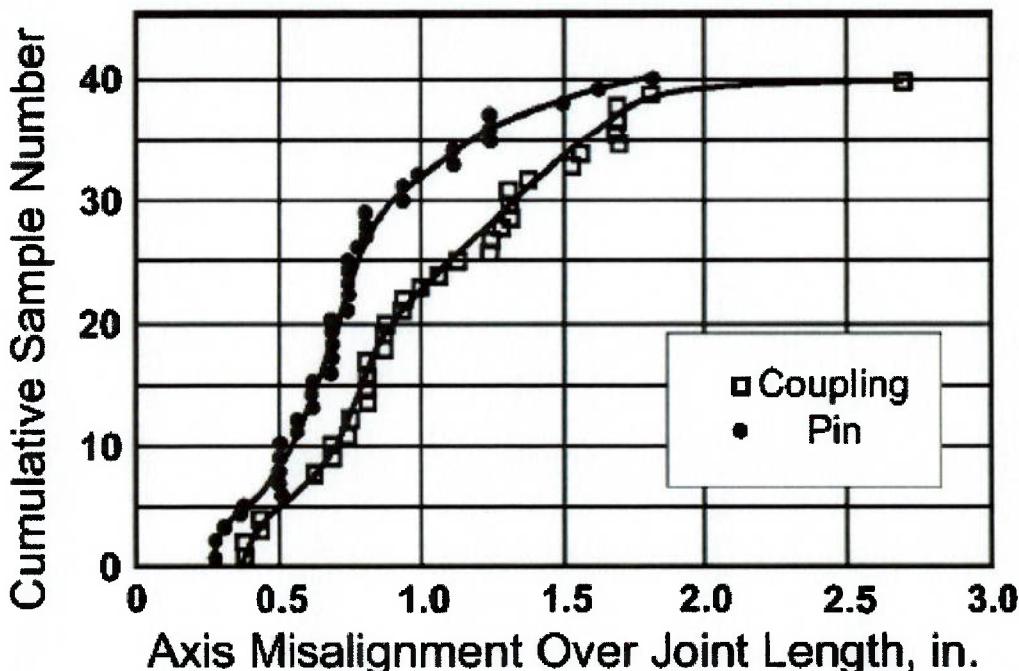


Figura 6 – Desvio axial medido para revestimento de 7 polegadas. Fonte: Warren et al. (2003)

Entretanto, esta força lateral pode prover um efeito mecânico benéfico ao construir um agregado de sólidos filtrados da lama de perfuração, como será visto mais adiante. Mas também pode ser responsável por desgastes nos estabilizadores e por fazê-los aumentar o diâmetro do poço. Mesmo que esses problemas fossem resolvidos, seria difícil transmitir a rigidez do revestimento ao BHA recuperável sem aumentar a complexidade da ferramenta que une o BHA ao revestimento.

Um método alternativo para prover controle de desvio à broca foi desenvolvido, ao invés de tentar achar uma maneira de tomar vantagem da rigidez do revestimento. O revestimento é utilizado para transmitir energia mecânica e hidráulica ao BHA, mas o BHA é intencionalmente desacoplado da rigidez e movimentação lateral do revestimento. Estabilizando o conjunto de perfuração no poço piloto, entre a broca piloto e o alargador proporciona controle de desvio.

Estabilização do tipo “undergauge” ainda é utilizada na parte inferior do revestimento para prover centralização para a cimentação e para garantir que o revestimento não entre accidentalmente em uma seção severamente danificada do poço.

O BHA deve ser estabilizado de forma que permita que o poço seja perfurado em um diâmetro maior que aquele do revestimento com ferramentas que podem ser retiradas por entre o revestimento. Isso impede a utilização de qualquer estabilização com lâminas fixas acima do alargador. Colocar a estabilização no furo-piloto, e então alargando o poço para seu diâmetro completo com um alargador posicionado acima do BHA piloto proporciona bom controle direcional enquanto mantém o caráter recuperável do BHA.

Um colar espaçador relativamente mais flexível conecta o topo do alargador ao DLA para desacoplar parcialmente a vibração lateral do revestimento do alargador. O DLA fica posicionado, geralmente, 20 pés acima da parte inferior da coluna de revestimento de forma

que qualquer rotação excêntrica da coluna de revestimento não seja transferida rigidamente para o alargador. Entretanto, essa distância entre o revestimento e o colar espaçador proporciona alguns limites a deflexão lateral do BHA. O uso deste tipo de conjunto, mostrado na figura 7, mostrou proporcionar controle de desvio efetivo. Ele também reduziu significativamente o torque de rotação ao perfurar um poço mais suavizado do que qualquer outra configuração que foi testada.

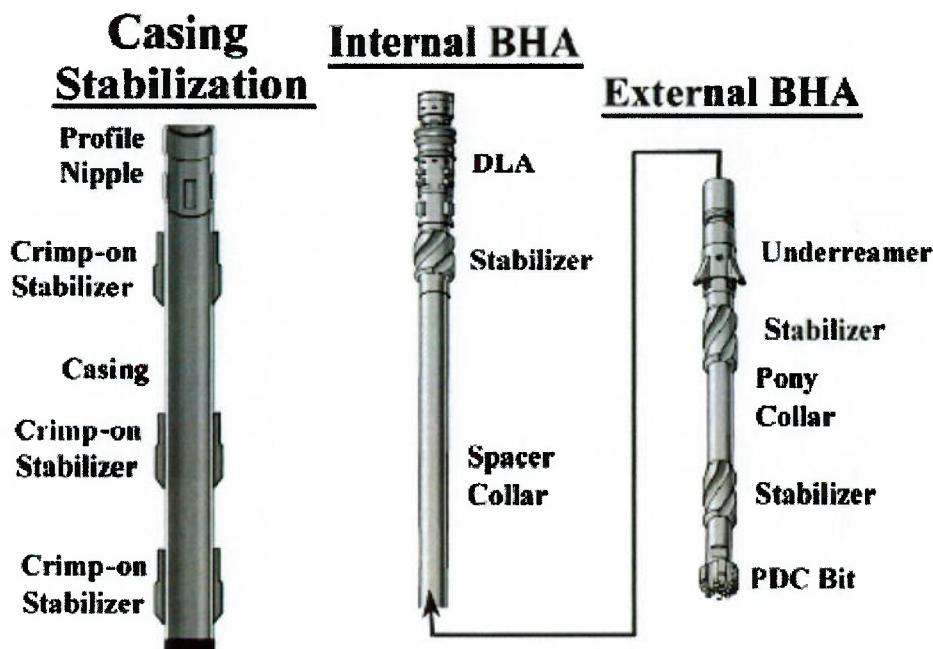


Figura 7 – Conjunto de controle de desvio. Fonte: Warren et al. (2003)

O princípio fundamental empregado para proporcionar boa performance no controle de desvio é que um conjunto piloto perfura um poço suave e retilíneo, que é então alargado o suficiente para proporcionar uma folga no entorno do revestimento. O revestimento percorre este caminho sem muita dificuldade.

Este conceito não pode ser implementado para poços direcionais quando utilizamos um motor de fundo direcionável convencional. A figura 8 mostra o conjunto típico do motor que é utilizado para trabalhos direcionais ao perfurar com revestimento. Devido a necessidade de perfurar sem que o revestimento seja rotacionado em algumas seções do poço, o alargador deve ser colocado abaixo do motor, o que o posiciona diretamente acima da broca. Um estabilizador com o diâmetro total do poço (piloto) é incorporado ao alargador, imediatamente abaixo dos cortadores, para auxiliar a perfuração de uma curva suave.

Nenhum estabilizador com diâmetro total do poço pode ser colocado no BHA entre a parte inferior da coluna de revestimento e o alargador. Como discutido anteriormente, para revestimentos de grande tamanho isto não representa problema. Ambos os sistemas de perfuração com revestimento para revestimentos de 7 e 13 $\frac{3}{8}$ polegadas foram direcionados para cima, para baixo, para esquerda e para a direita dentro da variação dos parâmetros desejada.

Internal BHA External BHA

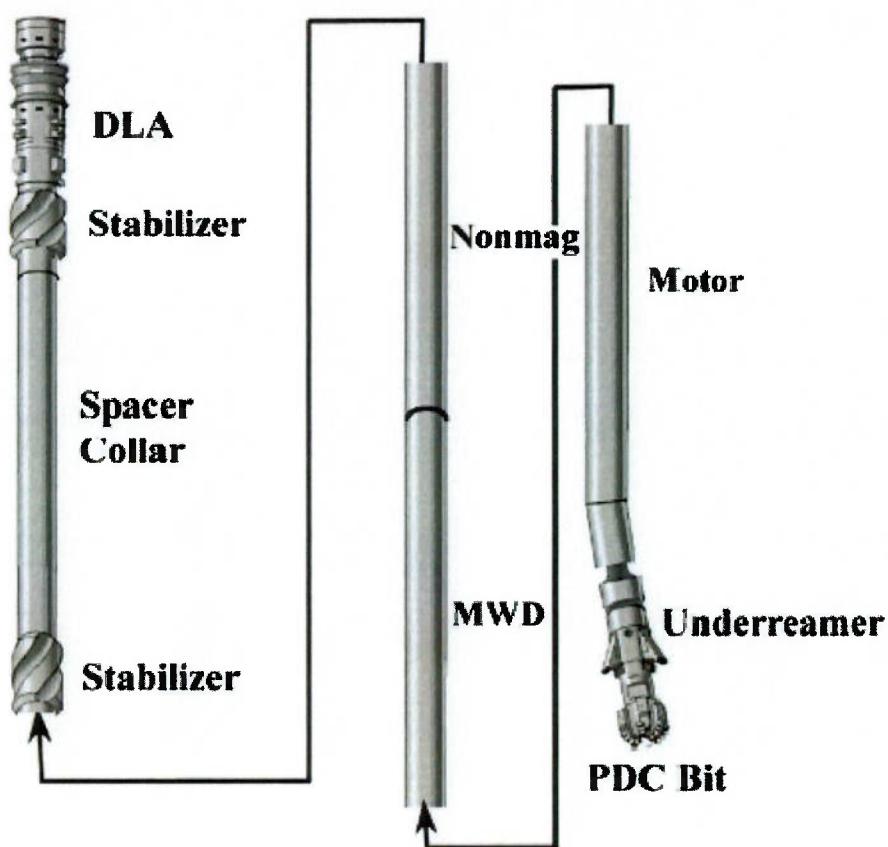


Figura 8 – Conjunto de perfuração direcional recuperável. Fonte: Warren et al. (2003)

Para poços de menor diâmetro, maiores taxas de variação de ângulo são recorrentemente desejadas, e o controle direcional fica mais difícil com um conjunto de motor de fundo direcionável não estabilizado. É muito mais fácil aumentar a inclinação do poço do que diminuir com o conjunto do motor e MWD menores. Por exemplo, ao perfurar com um revestimento de 5½ polegadas, com uma broca piloto de 4¾ polegadas, um alargador de 7½ polegadas e um motor com haste flexível de 1.5°, foi fácil conseguir taxas de aumento de ângulo de 10°/100 ft. Mas uma vez que a inclinação ficou horizontal, o motor não conseguia diminuir o ângulo, nem mesmo quando orientado para baixo com 100% de perfuração com motor de fundo. Alocando-se um estabilizador expansível diretamente sobre o motor eliminou este problema, mas introduziu outra complexidade ao BHA.

Escolher o ângulo de deflexão do motor ao perfurar com revestimento envolve uma consideração adicional em relação ao método convencional de perfuração. O motor, broca e alargador devem passar por entre o revestimento que pode ser apenas um pouco mais largo que a sede do motor. Isso limita o ângulo de curvatura do motor de forma que possa ser menor do que aquele utilizado na perfuração convencional para uma mesma curvatura. O ângulo diminuído do motor aumenta a quantidade de perfuração com motor de fundo, o que não é de todo ruim, pois isto tende a limitar a curvatura máxima local necessária para atingir a curvatura média desejada.

Um conjunto ideal para proporcionar controle direcional seria um “rotary steerable system” no furo piloto abaixo do alargador. Isso proporcionaria uma taxa de curvatura mais

constante e eliminaria os problemas normais associados com a perfuração com motor de fundo, mas pode significar um obstáculo econômico para operações de plataforma mais baratas.

4.3.2. Brasil

No Brasil, já houveram testes desta tecnologia. Plácido e Medeiros (2007) relatam três testes realizados entre 2003 e 2004, todos na região nordeste do país. Os testes cobriram uma ampla variação de complexidade, indo de poços verticais a poços de alta inclinação.

O primeiro teste foi realizado pela Petrobras no campo de Pilar em junho de 2003. O objetivo foi introduzir a tecnologia no Brasil e verificar seu potencial de uso em uma plataforma de perfuração onshore convencional adaptado para utilizar esta tecnologia. O campo em questão não apresentou quaisquer problemas especiais para justificar a aplicação desta técnica. Casing Drilling® foi utilizado para perfurar e revestir os intervalos de 13-3/8 "e 9-5/8". O revestimento de "9-5/8" foi usado para perfurar direcionalmente a 30°

O BHA foi recuperado com sucesso por diversas vezes. No entanto, os cortadores do alargador foram severamente desgastados, provavelmente devido a várias operações de retro-alargamento

O segundo teste foi realizado em outubro de 2003, no campo offshore de Curimã, utilizando uma plataforma tipo jaqueta auto-elevatória. O objetivo do teste era executar a perfuração com revestimento de superfície 13-3/8 polegadas. O revestimento incluía ligações com anéis de torque para proporcionar maior torque. A tecnologia Casing Drilling® foi selecionada para este poço para superar os problemas na formação problemática de calcário fraturado. Quando perfurada convencionalmente, esta zona apresentava perda total de circulação, causando dificuldades para a operação de revestimento do poço. O revestimento geralmente parava antes de atingir a profundidade total desejada.

Um problema ocorreu na hora de recuperar o DLA, e o poço teve que ser revestido e cimentado antes da profundidade planejada.

Finalmente, Casing Drilling® direcional com um revestimento de 9-5/8" foi utilizado em Novembro de 2004 para perfurar através de uma seção problemática em um poço em terra da Petrobras no Nordeste do Brasil. As tentativas anteriores de perfuração de poços horizontais no campo Araçás não tiveram sucesso em penetrar através de um xisto sobrepressionado (11,5 ppg) para revestir uma payzone subpressionada (2-4 ppg). Pesos de lama adequados para impedir que a formação de calcário fraturada problemática entrasse em colapso causaram perda de circulação maciça acima da payzone. Não seriam realizadas tentativas para perfurar poços neste campo, a menos que uma solução técnica para o problema de instabilidade do poço fosse encontrada.

O sistema Casing Drilling® foi selecionado para o teste porque demonstrou que pode resolver esses tipos de problemas em poços verticais e tem demonstrado a capacidade para perfurar poços direcionais em inclinações pequenas.

O trabalho direcional do poço Araçás demonstra que revestimento 9-5/8" pode ser usado para perfurar poços direcionais com controle direcional adequado e taxa de perfuração

competitiva em ambientes offshore onde são utilizadas lamas sintéticas. Este não tem sido o caso do uso de Casing Drilling® com revestimentos de menor diâmetro.

No final desta da fase, uma falha ocorreu durante a tentativa de recuperar o BHA e o poço teve que ser desviado. Este problema apontou a necessidade de fazer melhorias no sistema de perfuração recuperável. Embora mais de 300 intervalos terem sido perfurados com as ferramentas recuperáveis, e algumas vezes ter sido difícil recuperar o BHA, esta foi a primeira incidência onde ele foi deixado no poço.

Segundo Plácido et al. (2005), ainda acerca destes testes, os aspectos negativos abrangem o fato de os cortadores serem limitados em formações duras e abrasivas; a existância da necessidade de melhoria do BHA; o fato de que alguns acessórios utilizados no manuseio do BHA tiveram que ser improvisados, o que compromete a segurança da plataforma; e que os planos de contingência não abrangem todas as operações possíveis.

Apesar destes aspectos, Araçás é um bom exemplo do tipo de poço onde a tecnologia Casing Drilling® pode fazer a diferença para o operador. Havia um problema único a ser resolvido e a tecnologia parecia capaz de resolvê-lo de uma forma razoável. A tecnologia Casing Drilling® não era necessário para o poço todo e de fato não teria sido competitivo para a perfuração do resto dele.

Mais testes realizados no Brasil no período de 2009-2011 foram relatados por Plácido et al. (2012). Estes testes foram realizados na região norte do Brasil em um campo que produz diariamente 30.000 barris. O início da exploração deste campo data da década de 1960 e possui atualmente 1800 poços. Na maioria destes poços, a seção 12 $\frac{1}{4}$ polegadas atravessa uma seção de carbonatos naturalmente fraturados, o que resulta em perda parcial ou total de circulação.

Estes testes objetivavam examinar a tecnologia e durabilidade da broca utilizada neste método para verificar sua compatibilidade com o uso em perfurações em lâminas d'água profunda, e verificar a efetividade da tecnologia Casing-while-Drilling™ em perfurações que experienciam grandes perdas de circulação.

O autor considera importante mencionar que não foram necessárias mudanças na plataforma para realizar estas operações. Para conectar o revestimento ao Kelly, a empresa operadora forneceu um adaptador.

Foram detectados problemas durante estes testes. Durante a perfuração da primeira seção através da perfuração com revestimento, de 20 a 50 metros, foi observada uma baixa taxa de perfuração, devido ao baixo peso sobre a broca. Ainda assim, o método convencional foi preferido em relação a perfuração com revestimento por apresentar alta perda de circulação.

Outro problema foi observado, desta vez na broca. Antes de atingir a profundidade almejada, os cortadores se quebravam. O corpo da broca foi reforçado para evitar erosão na sede dos cortadores e a espessura das lâminas foram aumentadas de forma colocar uma fileira reserva de cortadores. Estas medidas mitigaram o problema mencionado.

Durante os testes foram observadas perdas de circulação em alguns trechos, mas após alguns metros de perfuração esta perda cessava.

O autor conclui que a perfuração com revestimento pode ser usada para perfurações com grandes perdas de circulação e também como forma de diminuir o tempo não produtivo das plataformas.

4.4. Vantagens

As vantagens, de se perfurar com revestimento discutidas até agora limitaram-se ao tempo economizado com a eliminação de operações, com algumas menções a outros benefícios. Fontenot (2005) Descreve ainda uma outra vantagem, não mencionada pelos outros autores, que é o comprimento maior de cada tubo do revestimento, que diminui o número de conexões em cerca de 25%.

A seguir, serão apresentados em detalhes benefícios brevemente citados no texto, e alguns ainda não cobertos, como teorizados e relatados por Karimi et al. (2011).

4.4.1. Redução na perda de circulação de fluido

A perfuração com revestimento reduz a perda de fluido para a formação. O “plastering effect” cria um “mud cake” (parte sólida filtrada da lama) de alta qualidade que sela a parede do poço e impede que haja transferência de fluidos através da mesma. Nos piores casos onde essa transferência não pode ser impedida, a perfuração prossegue com perdas reduzidas até que o revestimento atinja a profundidade prevista. Eliminando, desta maneira, problemas e riscos associados com “swab”, monitoramento do nível do tanque de lama, volume de poço e a manutenção do nível de lama no poço relativo à retirada da coluna de perfuração.

4.4.1.1. “Plastering effect” – Efeito “Reboco”

Fica aqui proposto que as forças combinadas da alta velocidade do fluido através do espaço anular, rotação do revestimento e a proximidade da parede do revestimento com a parede do poço resulta que os cascalhos derivados da perfuração são esmagados e triturados contra a parede do poço, criando um “mud cake” muito menos permeável. O mecanismo proposto é mostrado nas figuras 9, 10 e 11.

A análise da distribuição granulométrica do cascalho gerado pela perfuração com revestimento mostra que partículas de menor tamanho são geradas pelo segundo método. Isso se dá ao efeito do atrito da parede do revestimento com a parede do poço que pulveriza o cascalho conforme estes migram poço acima através do espaço anular e o “plastering effect” esmaga os cascalhos na parede do poço. Em outras palavras, o cascalho substitui o material de perda de circulação.

A rotação suave do revestimento faz com que o cascalho gerado pela broca na perfuração forme reboco na parede do poço e engrosse o “filter cake” (sólidos remanescentes na parede do poço resultantes da infiltração da lama na formação) na interface poço/formação. Este processo não deixa espaço para o fluido de perfuração escapar para a formação. Isto é significativamente diferente do método convencional de perfuração, onde o filter cake cresce a medida que as partículas se acumulam na parede do poço dependendo da diferença de pressão na interface formação/poço e da permeabilidade da formação. O “filter cake” é constantemente arrancado pelos drill collars e drillpipes conforme eles se debatem contra a parede do poço.



Figura 9 – O revestimento é forçado contra a parede do poço conforme a perfuração avança. Fonte: Karimi et al. (2011)



Figura 10 – Conforme a lama é forçada em direção a formação, sólidos filtrados se acumulam na parede do poço. Fonte: Karimi et al. (2011)

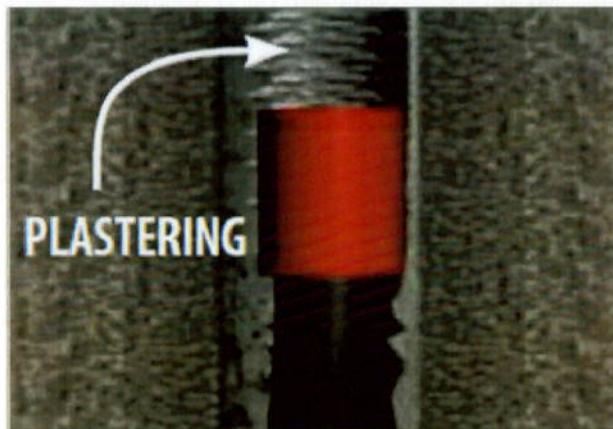


Figura 11 – Sólidos filtrados e cascalhos são “rebocados” contra a parede do poço, selando a formação porosa. Fonte: Karimi et al. (2011)

4.4.1.2. Perfuração continuada com perdas

No pior caso onde as perdas não podem ser mitigadas (grandes fraturas, VUGS e cavernas, etc.) a perfuração pode continuar com perdas minimizadas até que o revestimento atinja a profundidade desejada. Existem certos fatores que possibilitam a continuação da perfuração com o revestimento, como vazão de fluido reduzida, melhor limpeza da parede do poço e a habilidade de bombeamento reverso.

Devido ao pequeno espaço anular, uma menor vazão é requerida (em comparação ao método de perfuração convencional) para circular a lama efetivamente. Menor vazão ajuda a perder menos lama, especialmente se as perdas se dão perto da broca. Uma menor vazão também controla o Equivalent Circulating Density (ECD), que representa a densidade efetiva exercida por um fluido de perfuração nas paredes da perfuração, para prevenir pressão adicional exercida na formação que poderia agravar as perdas. As altas velocidades do fluido no anular ajudam a limpar a parede do poço mais eficientemente, especialmente em situações que a perda parcial da coluna de lama gera colapso nas paredes do poço. Com a perfuração

com revestimento, fica mais fácil preencher o espaço anular devido ao seu volume total reduzido. Em uma situação de perfuração com perdas, essa habilidade ajuda a resfriar as conexões e ter um melhor controle do poço. Usando o revestimento como coluna de perfuração é mantida a flutuabilidade no revestimento e reduz as vibrações em superfície para perfurações de grande diâmetro. Também ajuda a impedir formações colapsíveis de desmoronar sobre o poço.

Com o método convencional de perfuração, quando ocorrem severas perdas de circulação, o processo de perfuração é geralmente paralisado até que as perdas são mitigadas por processos como a colocação de plugs de cimento. Isto resulta em várias horas de tempo não produtivo. A perfuração com revestimento possibilita que o operador continue a perfuração assegurando que uma vez que o revestimento passou a zona de perda o problema é deixado para trás e o poço é revestido com segurança e pronto para ser cimentado assim que o revestimento chegue na posição desejada. Ainda mais, um parâmetro fundamental para o “plastering effect” é o tempo de contato do revestimento com a parede do poço. Com a continuação da perfuração, o “plastering effect” começa a curar a zona de perdas e isso faz com que haja uma chance de que a circulação se normalize de certa forma. Isto é particularmente importante se a zona de perdas está em uma seção acima da broca.

4.4.2. Aumento na estabilidade da parede do poço

A tecnologia de perfuração com revestimento oferece vários benefícios distintos que ajudam a mitigar problemas de estabilidade na parede do poço. Esses benefícios são a razão da perfuração com revestimento ser frequentemente selecionada como o melhor método para perfurar poços que representam grandes desafios cujos métodos convencionais não poderiam facilmente dar conta. As vantagens supracitadas estão listadas abaixo:

4.4.2.1. Ausência de manobras

Não há manobras na perfuração com revestimento; o revestimento está sempre perto ou no fundo do poço em todos os estágios da perfuração. A maior parte dos problemas com a estabilidade da parede do poço ocorre durante ou devido às manobras. Os problemas mais comuns são o “swab” e “surge pressure” (variações de pressão resultantes da colocação ou retirada da coluna no poço) que podem levar a incidentes de controle de poço ou perda de circulação. A inabilidade de circular o poço à partir do fundo é outro problema, e pode resultar na decantação dos cascalhos ou o travamento da coluna enquanto manobra-se o BHA no poço. A eliminação das manobras não dá chance a esses problemas. Ainda mais, por definição, não haveria necessidade de executar os procedimentos de limpeza e alargamento do poço após atingida a profundidade desejada e antes de realizar o revestimento do poço.

4.4.2.2. Poço suavizado

A alta razão dos diâmetros do revestimento/poço cria poços suavizados, que são mais estáveis. O movimento contínuo e suave do revestimento combinado com a ação dupla de corte da broca e do alargador (Level III Casing Drilling, segundo o autor) gera um perfil mais circular. Isso foi provado ao comparar-se a área do anular com a quantidade de cimento bombeado e observar o retorno na superfície. O “plastering effect” da perfuração com revestimento previne aumentos indesejados no diâmetro do poço e desmoronamentos, assim suportando o argumento que poços suaves são benéficos.

4.4.2.3. Diminuição da duração da perfuração

É consentido que quanto maior a duração da perfuração, maior a probabilidade de instabilidade da parede do poço. Perfuração com revestimento reduz o tempo total de duração da perfuração ao extinguir a necessidade da realização de manobras, e mitigando tempo não produtivo devido a problemas de perfuração.

4.4.2.4. Limpeza eficiente da perfuração

Inúmeros problemas de estabilidade do poço, como a decantação de cascalhos de perfuração no espaço anular, decantação da barita na lama, e coluna de perfuração presa se relacionam com ineficiência na limpeza da perfuração. Existem preocupações mais significativas em perfuração direcional e horizontal; Em específico, nos ângulos críticos de 40° a 65° onde o transporte de cascalhos se mostram um grande desafio. O pequeno espaço anular da perfuração com revestimento produz uma alta velocidade no espaço anular que facilita o transporte dos cascalhos.

O tamanho único do espaço anular da perfuração com revestimento é outra vantagem acerca da limpeza da perfuração. A geometria da coluna de perfuração convencional resulta em diferentes velocidades do espaço anular em torno de cada componente da coluna. A variação dessa velocidade pode levar à erosão na parede do poço em torno dos comandos e transporte ineficiente em torno dos esguios tubos de perfuração. Com o revestimento fazendo o papel da coluna de perfuração, o espaço anular ao longo de toda a perfuração é virtualmente igual, permitindo otimização hidráulica baseada em propriedades do fluido, concentração de cascalhos e vazão de fluido.

A pequena dimensão do espaço anular da perfuração com revestimento gera um efeito de agitação mecânica do revestimento que ajuda a prevenir a formação de decantados de cascalho e facilita o transporte dos mesmos. Além disso, devido à eliminação de manobras, a perfuração está sob circulação na maior parte do tempo, o que não dá brechas para que haja decantação de cascalhos no fundo do poço. A agitação mecânica e circulação consistente podem ser as razões para que haja menor recorrência de problemas com a decantação de barita na perfuração.

4.4.2.5. Hidráulica superior

O grande diâmetro do revestimento faz com que haja um caminho menor no espaço anular para o fluido transitar. Isso causa uma perda de pressão incrementada e um ECD relativamente maior em uma vazão equivalente. A hidráulica na perfuração com revestimento é dimensionada para utilizar uma vazão reduzida para produzir uma ECD que é um pouco maior do que a vista em um intervalo perfurado convencionalmente. Historicamente, esse ECD aumentado é considerado um aspecto negativo do dimensionamento hidráulico devido a maior chance de fraturar a formação e gerar perda de circulação. Entretanto, o processo da perfuração com revestimento utiliza o ECD aumentado para agir contra o colapso do poço e aumento da estabilidade da perfuração. O alto ECD é também um elemento essencial no “efeito reboco”. Aqui cabe uma observação, o autor tenta defender a eficácia do método e acaba por se contradizer.

4.4.3. Fortalecimento da parede do poço

Como o reboco cria um mud cake muito menos permeável na parede do poço, a contenção de pressão na perfuração é aumentada. Esse processo aumenta o gradiente de fratura da formação na área próxima a perfuração, que resulta em uma janela operacional maior da densidade da lama. Em um caso de estudo de perfuração com revestimento, a resistência a perda de circulação foi aumentada em 4.6 ppg. Este efeito foi observado em formações permeáveis e não permeáveis. Para argilitos e calcários obviamente há algum tipo de efeito de compressão mecânica ocorrendo na parede do poço. Esse efeito compressivo efetivamente desidrata a estrutura química de minerais hidratados comprimindo-os uns contra os outros e formando uma película na parede do poço. Essa “película” age como uma casca fina e poderosa que previne infiltração posterior e reduz qualquer desmoronamento no poço causado por colapso mecânico.

4.4.4. Mitigação do dano de formação induzido pela perfuração

Historicamente, as operações de perfuração davam ênfase em baixo custo e rapidez, sem muita preocupação com o impacto resultante na produtividade do poço. Dano de formação ocorre frequentemente e rapidamente durante operações de perfuração com potenciais consequências severas. O efeito reboco na perfuração com revestimento reduz a invasão de sólidos e filtrado, resultando em menor dano e produtividade incrementada. Também reduz dano de formação devido a filtrados da cimentação ao criar um poço suavizado e um afastamento revestimento/parede do poço apropriado.

Recorrentemente ocorrem efeitos próximos a parede do poço, efeitos inter-poro que afetarão a pressão de poros. A maioria dos hidrocarbonetos são produzidos através de métodos de migração primária onde a pressão de overburden irá deslocar o óleo e gás produzido. Entretanto, métodos de produção secundários potencializam e incrementam a produção. Um exemplo particular, o fluxo capilar, é a ação pela qual o fluido flui através do espaço poroso até o poço superando a pressão capilar da formação. Esta ação capilar depende do fluido que está “molhando” o grão.

Pressão capilar é a pressão requerida para que o óleo ou gás desloquem a água da rocha na qual estão tentando penetrar. Quanto maior a invasão de filtrado, mais isso reduz o fluxo capilar ao aumentar a pressão capilar e estrangular o espaço poroso. Para que haja migração, energia é requerida para aumentar a área da interface óleo-água para forçar a fase oleosa através dos poros reduzidos de um leito confinante. A pressão mínima requerida para forçar hidrocarbonetos através das maiores gargantas de poros conectadas de uma rocha define sua pressão de deslocamento.

Portanto é razoável teorizar que essa pressão de deslocamento existirá quando permitimos que fluidos de perfuração penetrem a zona próxima da perfuração e hajam como uma barreira resistente a produção, pois energia adicional será requerida para que haja o deslocamento. Quanto mais extensa for a invasão no reservatório, maior a quantidade de energia para que haja esse deslocamento benéfico.

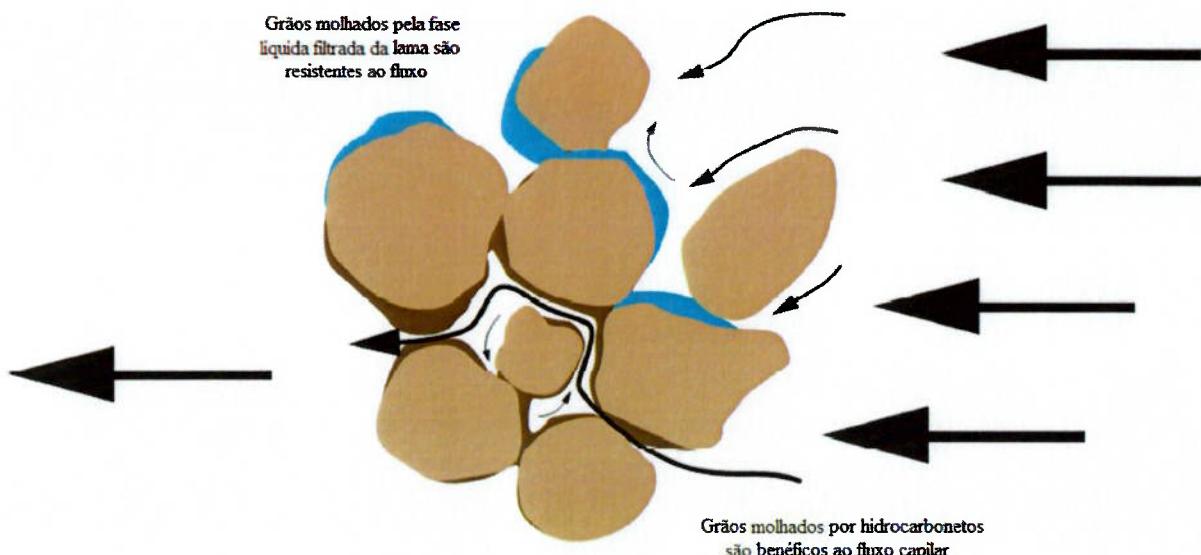


Figura 12 – O fluxo capilar dos fluidos do reservatório dependem dos fluidos que molham os grãos. Fonte: Karimi et al. (2011)

A fonte mais comum de dano de formação é o processo de perfuração. Um novo método de evitar esse tipo de dano é ter um mecanismo para gerar partículas de tamanho controlado que impedirá perda de fluidos rapidamente ao impermeabilizar a parede do poço logo após sua perfuração. Na perfuração convencional, esses materiais são adicionados à lama, mas com o efeito reboco da perfuração com revestimento, os cascalhos da perfuração são usados para selar os espaços porosos ou fraturas. O mud cake rebocado, de baixa porosidade e permeabilidade previne posteriores invasões e evita dano de formação do tipo incompatibilidade fluido-fluido e rocha-fluido.

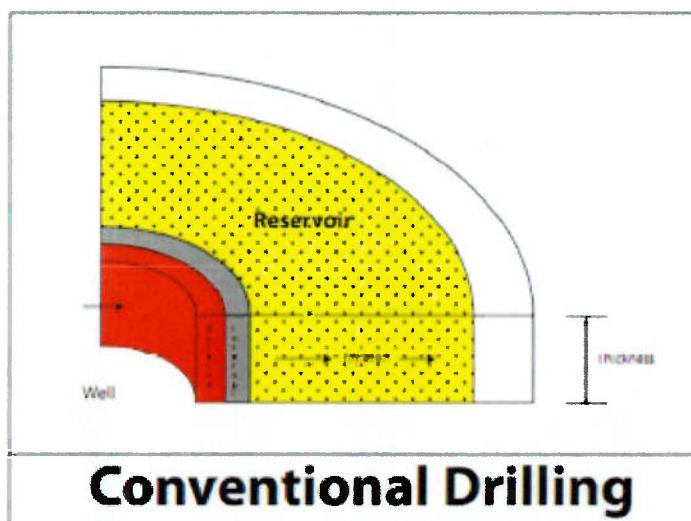


Figura 13 – A invasão do fluido de perfuração danifica o reservatório. Fonte: Karimi et al. (2011)

A redução de perda de lama para a seção do reservatório pode ser diretamente correlacionada à redução de dano de formação decorrido da perfuração. Isto resulta em um incremento na produtividade dos poços perfurados com revestimento na camada do reservatório. O efeito reboco, como um benefício inerente da perfuração com revestimento, mantém a formação que produz tão intacta quanto possível e reduz o dano de formação.

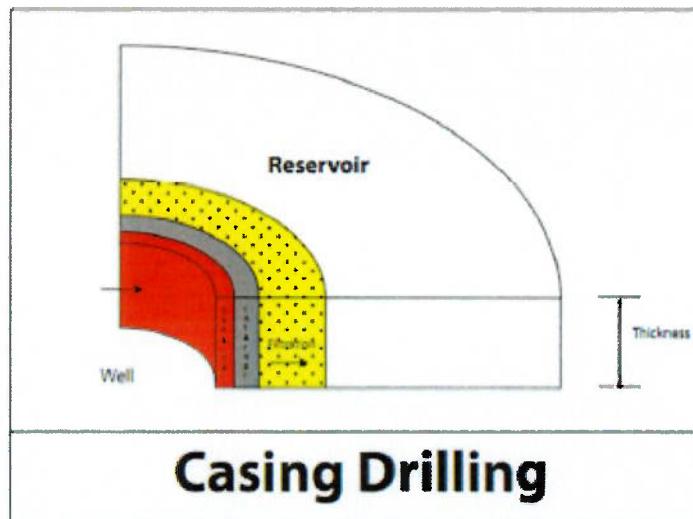


Figura 14 – A perfuração com revestimento cria uma camada de sólidos filtrados fina, menos permeável e menos porosa que previne a perda de fluidos para a formação diminuindo assim o dano de formação induzido pela perfuração. Fonte: Karimi et al. (2011)

5. Discussão

Ao analisar os textos da bibliografia, pude notar certos aspectos parciais em alguns deles, de forma a promover a utilização do método. Estes textos apresentam essa característica pelo fato de terem sido elaborados por funcionários da empresa detentora das patentes sobre o método. Como sugerido no item 4.4.2.5, o autor até entra em contradição sobre o que disse anteriormente, na tentativa de promover o método.

Já nos textos elaborados pelos clientes, podemos observar uma certa imparcialidade acerca do assunto. Nos testes relatados no item 4.3.2 pelos autores Plácido e Medeiros (2007), funcionários da empresa Petrobrás S.A.; cliente potencial do método, nota-se que o equipamento está sujeito a falhas, como qualquer outro, e que sua utilização econômica não é viável para todos os casos.

Os textos existentes sobre o assunto geralmente são redundantes entre si. Isto reflete o fato de a tecnologia e os testes realizados terem sido desenvolvidos recentemente, e portanto, não haver muito conteúdo original a ser exposto.

De acordo com os textos estudados, esta tecnologia não foi testada em poços que atravessam camadas de sal. O desafio atual no Brasil se encontra neste campo, e não foi possível determinar se este método é eficiente para controlar o problema do escoamento da rocha salina que tende a fechar poços em perfuração e aprisionar ferramentas.

Apesar disto, este documento exerce o papel de suprir a carência de textos na língua portuguesa sobre este assunto.

6. Conclusões

A tecnologia da perfuração com revestimento ainda está em desenvolvimento e muita coisa pode ser feita para melhorar este método, reduzindo ainda mais os custos em alguns casos e viabilizando poços em casos muito especiais.

A manobrabilidade do conjunto de fundo deve ser melhorado, a capacidade de perfurar com revestimentos inferiores a 7 polegadas deve ser obtida, a necessidade de maquinário específico para a operação deve ser erradicada. Mas mais do que isso, a tecnologia ainda precisa de confiabilidade.

Na maioria dos casos onde é empregada, reduz o tempo não produtivo da plataforma e traz outros benefícios a perfuração e até a produção, ao passo que reduz o dano de formação. Um benefício mais evidente do método, constantemente citado nas fontes, especialmente nos testes, é a redução da perda de circulação.

Tendo isto em vista, a perfuração com revestimento pode ganhar espaço futuramente no mercado, tendo como porta de entrada e motivação de desenvolvimento a redução da perda de circulação. Então, gradativamente, após atingir notoriedade, pode substituir a perfuração convencional pela sua capacidade de reduzir custos.

7. Referências

BOURGOYNE JR.; A. T.; MILLHEIM, K. K.; CHENEVERT, M. E.; YOUNG JR.; F. S. **Applied Drilling Engineering.** 1^a ed. Richardson, Texas, EUA. Society of Petroleum Engineers. 1986.

BUNTORO, A.; PEMBANGUNAN NASIONAL U. Casing Drilling Technology as the Alternative of Drilling Efficiency. In: **IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition, 25-27 August 2008, Jakarta, Indonesia.**

FONTENOT, K. R.; LESSO, B.; STRICKLER, R. D.; WARREN, T. M.; Using Casing to Drill Directional Wells. **Oilfield Review.** v. 17 nº 2 2005. Disponível em: <http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/ors05/sum05/04_casing_drilling.pdf> Acesso em: 22 Nov. 2012

KARIMI, M.; SPE, PETRIE S.; SPE, MOELLENDICK, E.; SPE, HOLT, C.; SPE, TESCO CORPORATION. A Review of Casing Drilling Advantages to Reduce Lost Circulation, Augment Wellbore Strengthening, Improve Wellbore Stability, and Mitigate Drilling-induced Formation Damage. In: **SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition, 24-26 October 2011, Muscat, Oman.**

PLÁCIDO, J. C. R.; FONSECA, C. E.; ARAKI, N.; PETROBRÁS; DESOUZA, J. H.; THOMSON, I. J.; KRASUK, R.; ALMEIDA, J.; BAKER HUGHES. First Three Surface Casing While Drilling Operations in Brazil Demonstrate Technical Feasibility in Loss Circulation Scenarios. In: **SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 16-18 April 2012, Mexico City, Mexico.**

PLÁCIDO, J. C. R.; MEDEIROS, F. A. S.; PETROBRAS. Casing and Liner Drilling in Brazil. **Petrobras Well Technology**, p. 28-33. 2007.

PLÁCIDO, J. C. R.; SPE; MEDEIROS, F. A. S.; LUCENA, H. MEDEIROS, J. C. M.; COSTA, V. A. S. R.; SILVA, P. R. C.; GRAVINA, C. C. PETROBRÁS. ALVES, R. WARREN, T. TESCO. Casing Drilling – Experience in Brazil. In: **Technology Offshore Conference 2-5 May 2005, Houston, Texas, USA.**

TARR, B.; SUKUP, R.; MOBIL TECHNOLOGY COMPANY. Casing-while-Drilling: The Next Step Change in Well Construction. **World Oil**, edição de Outubro de 1999.

THOMAS, J. E. **Fundamentos de Engenharia de Petróleo**. 2^a ed.; Rio de Janeiro. Editora Interciênciacia. 2004.

WARREN, T.; HOUTCHENS, B.; MADELL, G.; TESCO CORP. Directional Drilling with Casing. In: **SPE/IADC Drilling Conference, 19-21 February 2003, Amsterdam, Netherlands**.

Figura 1 – [bbc.co.uk. _48386320_oil_drilling_466in.jpg](http://news.bbciimg.co.uk/media/images/48386000/jpg/48386320_oil_drilling_466in.jpg). 2010. Largura: 466 pixels. Altura: 260 pixels. 34 kb. Formato jpg. Acesso online, disponível em: <http://news.bbciimg.co.uk/media/images/48386000/jpg/48386320_oil_drilling_466in.jpg> Ultimo acesso: 22 Nov 2012.