Universidade Federal
do Rio de Janeiro
Escola Politécnica

TECNOLOGIAS PARA AVALIAÇÃO DE FORMAÇÕES EM TEMPO REAL

Raphael Salles da Costa Coelho

Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia de Petróleo da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro.

Orientador: Prof. Paulo Couto, Dr.Eng.

Rio de Janeiro

Março de 2014

Tecnologias para Avaliação de Formações em Tempo Real

Raphael Salles da Costa Coelho

PROJETO DE GRADUAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO CURSO DE ENGENHARIA DO PETRÓLEO DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO DO PETRÓLEO.

Examinada por:

_____

Prof. Paulo Couto, Dr.Eng.

_____

Prof. Virgílio José Martins Ferreira Filho, D.Sc.

_____

Prof. Santiago Drexler, M.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

MARÇO de 2014

Coelho, Raphael Salles da Costa

Tecnologias para Avaliação de Formações em Tempo Real / Raphael Salles da Costa Coelho – Rio de Janeiro: UFRJ/ Escola Politécnica, 2014.

XIII, 108 p.: il.; 29,7 cm.

Orientador: Paulo Couto

Projeto de Graduação – UFRJ / Escola Politécnica / Curso de Engenharia do Petróleo, 2014.

Referências Bibliográficas: p. 100 - 107

1. Avaliação de Formações. 2. Águas Profundas e Ultraprofundas. 3. Formation Pressure While Drilling. 4. Formation Sampling While Drilling. I. Couto, Paulo. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Curso de Engenharia do Petróleo. III. Título.

"There's various kinds of oil afloat, Cod-liver, Castor, Sweet;
Which tend to make a sick man well, and set him on his feet.
But our's a curious feat performs: We just a well obtain,
And set the people crazy with 'Oil on the brain'.

"There's neighbor Smith, a poor young man, who couldn't raise a dime;
Had clothes which boasted many rents. And took his 'nip' on time.
But now he's clad in dandy style. Sport, diamonds, kids, and cane;
And his success was owing to 'Oil on the Brain'."

Canção popular norte-americana. "Eastburn", 1864

Dedicatória

Acima de tudo, dedico este trabalho para meus pais, Valéria e Paulo, que sempre acreditaram em mim, estimulando-me incessantemente com dedicação e paciência intermináveis.

Dedico também aos irmãos João Marcos e Fábio pelas mais inteligentes palavras e críticas.

Dedico igualmente à minha tia Rosana, pelos mais oportunos conselhos, e para meus avós, Lúcia e Geraldo, por todo estímulo e carinho.

Dedico ainda para os grandes amigos Lucas Dutra, Lucas Almeida, Lucas Barreto e Tiago Naurath pela força e companheirismo.

Finalmente, dedico este trabalho especialmente para meu avô Newton, cuja lembrança mais carinhosa estará sempre comigo.

Sem vocês, certamente eu não teria ido tão longe.

Agradecimentos

Gostaria de agradecer ao Programa de Cursos para Formação de Profissionais de Engenharia Civil para o Setor de Petróleo e Gás, PRH – 02, da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

Resumo do Projeto de Graduação apresentado à Escola Politécnica/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro do Petróleo.

Tecnologias para Avaliação de Formações em Tempo Real

Raphael Salles da Costa Coelho

Março/2014

Orientador: Prof. Paulo Couto, Dr. Eng

Curso: Engenharia do Petróleo

Desde o final dos anos 1970, houve aumento gradativo das operações de exploração e produção de petróleo em águas profundas e ultraprofundas: em 2015, estima-se que 33% da produção mundial será oriúnda destes projetos. Tendo como objetivo auxiliar a viabilização técnica e econômica de tais projetos em águas profundas e ultraprofundas, as disciplinas de avaliação e caracterização dos reservatórios de petróleo devem receber especial atenção. Em sistemas petrolíferos *offshore* de grandes profundidade, três desafios à efetiva avaliação dos reservatórios são considerados particularmente críticos: a geomecânica de poços, a complexidade litológica dos reservatórios e a garantia de escoamento dos fluidos produzidos. Com o fim de estudar novas tecnologias empregadas para mitigação destes desafios, foram analisados a estrutura e o funcionamento das emergentes técnicas de *Formation Pressure While Drilling* (medição de pressões da formação durante a perfuração) e *Formation Sampling While Drilling* (amostragem de fluidos durante a perfuração). Posteriormente, foram realizados dois estudos de casos de utilização prática destas tecnologias: o primeiro no campo de Abu Al-Bukhoosh (Golfo Pérsico) e o segundo no campo de Blaabaer (Mar do Norte). Procedeu-se com a análise crítica da aplicablidade destas técnicas para avaliação de reservatórios em projetos brasileiros, a partir da qual concluiu-se que *Formation Pressure While Drilling* tem aplicação extremamente recomendada para análise da litologia e para otimização de projetos de poços. Por outro lado, a apicabilidade do *Formation Sampling While Drilling*, apesar de de bastante potencial, mostrou-se inconclusiva para mitigação de desafios de garantia de escoamento.

Palavras-Chave: Avaliação de Formações, Águas Profundas e Ultraprofundas, *Formation Pressure While Drilling*, *Formation Sampling While Drilling*.

Abstract of Undergraduate Project presented to POLI/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Engineer

Formation Evaluation Real-Time Technologies

Raphael Salles da Costa Coelho

March/2014

Advisor: Paulo Couto, Dr. Eng

Course: Petroleum Engineering

Since the late 1970s, the petroleum exploration and production operations in deepwater and ultra deepwater environments have been gradually increasing: in 2015, it is estimated that 33% of the global production will be originated from these projects. With the objective of supporting the technical and economical feasibility of such projects, the petroleum reservoir evaluation and characterization disciplines must receive special attention. On deepwater and ultra deepwater petroleum systems, three challenges are considered particularly critic to the efficiency of reservoir evaluation: wells' geomechanics, complex reservoir lithologies and production flow assurance. In order to study new technologies employed to mitigate such challenges, the structure and operating details of the emerging techniques of Formation Pressure While Drilling and Formation Sampling While Drilling were discussed. Two cases in which those technologies have been employed were also studied: one on the Abu Al-Bukhoosh field (Persian Gulf), and the other on the Blaabaer field (North Sea). A critical examination of the applicability of these technologies to reservoir evaluation Brazilian projects was also performed, from which it could be concluded that the Formation Pressure While Drilling technique is extremely recommended to the lithological analysis and well design optimization. On the other hand, the applicability of Formation Sampling While Drilling, even though admittedly potential, was demonstrated to be inconclusive to the mitigation of flow assurance challenges.

Keywords: Reservoir Evaluation, Deepwater and Ultradeepwater, Formation Pressure While Drilling, Formation Sampling While Drilling.

Índice

1. Introdução 1
1.1. Motivação 1
1.2. Objetivo 6
1.3. Organização do Texto 6
2. Revisão da Literatura 8
2.1. Geomecânica de Poços 8
2.1.1. Janela Operacional Estreita 8
2.1.2. Zonas de Sobrepressão 10
2.1.3. Depósitos de Sal 14
2.2. Sistemas Petrolíferos 16
2.2.1. Classificação 16
2.2.2. Corpos Arenosos Laminares (*Sheet Sands*) 20
2.2.3. Depósitos de preenchimento de canal (*Channel-fill Complexes*) 21
2.2.4. Depósitos com Estratificações Finas (*Thin-Bedded*) 24
2.3. Garantia de Escoamento 26
2.3.1. Deposição de Parafinas e Asfaltenos 27
2.3.2. Formação de Hidratos 30
2.3.3. Amostragem de Fluidos 31
3. Tecnologias para Avaliação de Reservatórios de Águas Profundas e Ultraprofundas 33
3.1. Formation Pressure While Drilling (FPWD) 35
3.1.1. Descrição das Ferramentas de FPWD 36
3.1.2. Funcionamento das Ferramentas de FPWD 39
3.1.3. Efeito Sobrecarga 43
3.1.4. Teste Típico para Medição da Pressão de Poros 46
3.1.5. Cálculo da Mobilidade da Formação 49
3.2. Formation Sampling While Drilling (FSWD) 54
3.2.1. Descrição das Ferramentas de FSWD 55
3.2.2. Funcionamento das Ferramentas de FSWD 57
3.2.3. Medição das Propriedades dos Fluidos com FSWD 60
3.3. Conclusões do Capítulo 63
4. Estudos de Caso 64
4.1. Estudo de Caso 1: Utilização de Formation Pressure While Drilling no Campo Abu Al-Bukhoosh (Abu Dhabi, Emirados Árabes Unidos) 64

4.1.1. Introdução 64
4.1.2. Descrição Geológica 66
4.1.3. Planejamento Operacional 68
4.1.4. Execução 69
4.1.5. Resultados e Discussões 70
4.1.6. Conclusões 74
4.2. Estudo de Caso 2: Utilização de Formation Sampling While Drilling no campo Blaabaer (Noruega, Mar do Norte) 75
4.2.1. Introdução 75
4.2.2. Descrição Geológica 76
4.2.3. Planejamento Operacional 77
4.2.4. Execução 78
4.2.6. Conclusões 84
4.3. Análise Crítica: Aplicabilidade de FPWD e FSWD a Projetos Brasileiros 85
4.3.1. Aplicabilidade a Campos com Alta Heterogeneidade na Permeabilidade 86
4.3.2. Aplicações para Otimização na Construção de Poços e de Operações de Perfuração 88
4.3.3. Aplicabilidade para Garantia de Escoamento 94
5. Conclusão 98
6. Bibliografia 100

Lista de Figuras:

Figura 1 - Elementos arquiteturais em sistemas petrolíferos de águas profundas identificados por Richards et al (1998). 18

Figura 2 - Diagrama de bloco de corpo arenoso laminar (Chapin et al. 1994). 20

Figura 3 - Diagrama de depósitos de preenchimento de canais (Chapin et al. 1994). 22

Figura 4 - Diagramas de bloco representando reservatórios lenticulares com poucas camadas de argilas (4a) e com argilas abundantes (4b). 23

Figura 5 - Diagramas de bloco de depósitos finamente estratificados. 24

Figura 6 - Visão frontal externa do FPWD StethoScopeTM (Adaptado. Umar et al, 2012). 38

Figura 7 - Visão lateral externa do FPWD StethoScope (Adaptado. Kelly et al, 2010). 38

Figura 8 - Ilustração dos dispositivos internos de um FPWD (Adaptado. Meehan, 2011). 39

Figura 9 - Ilustração do componente medidor de pressão com sensor de cristal de quartzo Signature, da Schlumberger (Adaptado. Schlumberger Signature Quartz Gauge Factsheet, 2013). 39

Figura 10 - Fluxo do fluido de perfuração desviado pelas lâminas estabilizadoras. (Ceyhan et al, 2010). 41

Figura 11 - Manômetro de cristal de quartzo CGQTM (Barriol et al, 2005). 42

Figura 12 - Ilustração do efeito sobrecarga (Adaptado. Atlas Wireline Services, 1987). 44

Figura 13 - Ilustração da ferramenta de FSWD e seus quatro módulos (Adaptado. Galvan Sanchez et al, 2012). 56

Figura 14 - Ilustração do tanque amostrador. (Adaptado. Galvan Sanchez et al, 2012). 57

Figura 15 - Esquema elétrico do diapasão piezoelétrico (Adaptado. Reittinger, 2008). 61

Figura 16 - Localização geográfica do campo de Abu Al-Bukhoosh. (Adaptado. Morton, 2011). 65

Figura 17 - Esquema do campo Abu Al-Bukhoosh (Chakravorty et al, 2007). 67

Figura 18 - Localização geográfica do campo Blaabaer. 75

Figura 19 - Sequência estratigráfica da província Tampen Spur (Adaptado. Marjanac e Steel, 1997). 77

Figura 20 - Comparação entre dois cenários sintéticos de perfuração para avaliação de reservatórios (Adaptado. Proett et al, 2011). 84

Lista de Gráficos:

Gráfico 1 - Evolução da produção mundial de petróleo (Adaptado. Ferentinos, 2013). 1

Gráfico 2 - Histórico de produção anual offshore no Golfo do México (Adaptado. EIA, 2009). ... 2

Gráfico 3 - Reservas provadas e campos descobertos em águas profundas e ultraprofundas (Adaptado. Laherrere, 2012). 3

Gráfico 4 - Janela operacional (MWW). 9

Gráfico 5 - Redução do gradiente de fratura com o aumento da profundidade da lâmina d'água. (Adaptado. McLean et al, 2010). 10

Gráfico 6 - Perfis de temperatura oceânica para altas e médias latitudes. (Adaptado. Vieira, 2013). 27

Gráfico 7 - Envelope de fases de reservatório de águas profundas no Golfo do México. (Adaptado. Amin et al, 2005) 29

Gráfico 8 - Envelope típico de formação de hidratos. A zona de hidratos é representada pela área azul. (Adaptado. Carvalho, 2010) 30

Gráfico 9 - Aplicações típicas de tecnologias de Formation Pressure While Drilling no Golfo do México em operações desde 2004. (Blanco e Turner, 2011) 36

Gráfico 10 - Comparação do comportamento da pressão em casos com e sem efeito sobrecarga (Adaptado. Kroken, 2003). 44

Gráfico 11 - Resultados em tempo real da ferramenta de FPWD. (Barriol et al, 2005) 47

Gráfico 12 - Índice de refração e porcentagem e reflexão de fluidos amostrados, utilizando interface de safira. (Adaptado. Eiane, 2011) 62

Gráfico 13 - Resultados dos testes de pressão 13 e 14 na formação Árabe Superior, campo Abu Al-Bukhoosh. (Adaptado. Poirier-Courtansais et al, 2008). 72

Gráfico 14 - Resultados dos testes de pressão 36 e 37 na formação Thamama IV, campo Abu Al-Bukhoosh. (Adaptado. Poirier-Courtansais et al, 2008). 72

Gráfico 15 - Comparação entre resultados enviados em tempo real e armazenados na memória da ferramenta de FPWD. (Adaptado. Poirier-Courtansais et al, 2008). 73

Gráfico 16 - Resultados dos testes de pressão obtidos com ferramenta de FSWD no campo de Blaabaer (Adaptado. Proett et al, 2011). 80

Gráfico 17 - Resultados dos testes de temperatura e densidade obtidos com ferramenta de FSWD no campo de Blaabaer (Adaptado. Proett et al, 2011). 81

Gráfico 18 - Curvas de contaminação das amostras obtidas com ferramenta de FSWD no campo de Blaabaer (Adaptado. Proett et al, 2011). 82

Gráfico 19 - Janela operacional de um poço no Golfo do México mostrando regressão da pressão de poros de 15 a 10 ppg (Adaptado. Blanco e Turner, 2011). 90

Lista de Tabelas:

Tabela 1 - Testes pré-programados no StethoScopeTM (Adaptado. Kelly et al, 2010). 47

Tabela 2 - Descrição dos 38 testes realizados por ferramenta de FPWD no campo Abu Al-Bukhoosh. 70

Tabela 3 - Especificações operacionais de ferramentas de FPWD. 92

1. Introdução

1.1.Motivação

Os primórdios da exploração e produção de petróleo em ambientes *offshore* remontam aos fins do século XIX, quando o primeiro poço destinado a produção de petróleo foi perfurado, em 1891, nas águas do Grand Lake Saint Marys (Ohio, Estados Unidos da América) com lâmina d'água extremamente rasa, variando entre 5 e 7 pés (Sneed, 2011).

Desde então, a relevância dos projetos *offshore* vem crescendo enormemente, especialmente nos últimos 50 anos: desde 1965, a produção de petróleo oriunda desses ambientes saltou de cerca de 1% da produção mundial para 33%, previstos para 2015, conforme apresentado no Gráfico 1, a seguir.

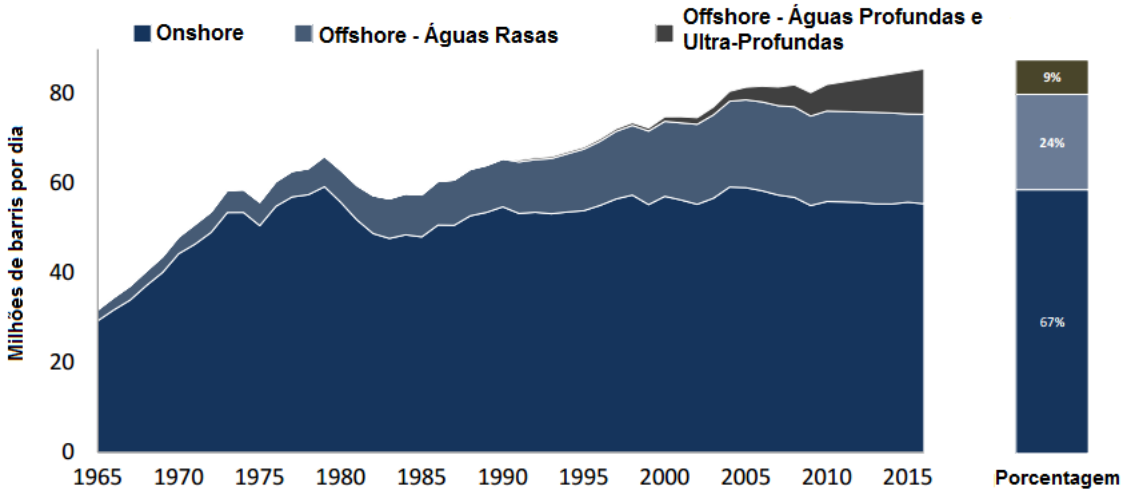

Gráfico 1 - Evolução da produção mundial de petróleo (Adaptado. Ferentinos, 2013).

Com a popularização das operações *offshore*, a indústria petrolífera *upstream* passou a classificar os projetos de acordo com a profundidade de sua lâmina d'água: tradicionalmente, são considerados projetos de águas rasas aqueles com profundidades menores que 500m; os de águas profundas têm profundidades entre 500 e 2000m, enquanto os de águas ultraprofundas possuem profundidades maiores que 2000m (Weimer e Slatt, 2004).

Realizando-se essa categorização, pode-se observar no Gráfico 1 o notável crescimento dos projetos em águas profundas e ultraprofundas, que desde meados de 2005 tornaram-se realidade no mundo inteiro, gradativamente aumentando sua participação no volume de óleo produzido mundialmente: em 2015, prevê-se que representarão 9% do total produzido. Paralelamente, os projetos executados em águas rasas apresentam leve tendência de queda desde princípios dos anos 2000, declinando em termos de produção mundial por conta tanto do esgotamento dos campos petrolíferos economicamente viáveis nesses ambientes, assim como da diminuição de novos campos ainda disponíveis para exploração.

As operações de perfuração em águas profundas foram realizadas de maneira pioneira no Golfo do México no fim da década de 1970 e, até a metade da década seguinte, apenas 10% dos projetos nesse ambiente obtinham sucesso econômico e geológico na exploração. Em meados de 2004, a taxa de sucesso desses projetos já havia triplicado, efeito dos excelentes resultados no Golfo do México e, principalmente, na bacia do Congo, cuja exploração apresentou 80% de sucesso geológico (Weimer e Slatt, 2004). Já a produção comercial em águas ultraprofundas foi iniciada cerca de uma década mais tarde, conhecendo grande salto de produção em meados de 2009, conforme o Gráfico 2, abaixo.

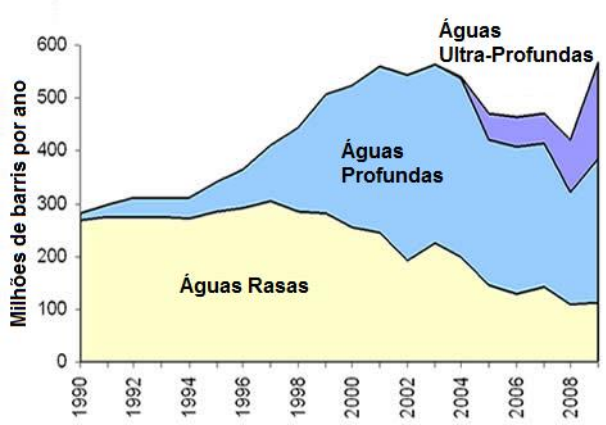

Gráfico 2 - Histórico de produção anual offshore no Golfo do México (Adaptado. EIA, 2009).

No primeiro semestre de 2012, a Petrobras começou a produzir no Campo de Cascade, localizado no Golfo do México, a cerca de 250 quilômetros do estado da Louisiana. Denominado Cascade 4, o poço pioneiro localiza-se a uma profundidade de aproximadamente 2.500 metros (EBC, 2012). A estatal brasileira também destaca-se

pela perfuração e operação de poços na costa brasileira: no campo de Roncador, localizado na Bacia de Campos, um de seus poços atingiu a marca de 1.884 metros de lâmina d'água em 2003; em 2009, no campo de Tupi, começou a produzir a 2.172 metros (Petrobras, 2011).

Outras regiões do mundo também passam por processos semelhantes de popularização de projetos desse gênero. No Mar da China Meriodinal, operações de perfuração em regiões com lâmina d'água de 1500 metros começaram a ser realizadas no segundo bimestre de 2012 pela semi-estatal chinesa CNOOC (China National Offshore Oil Corporation), que investiu cerca de US$ 840 milhões em sua sonda CNOOC981 para a perfuração em campos de grande profundidade. Dentre as campanhas realizadas por esta sonda, figura, por exemplo, o poço *offshore* mais profundo da China, com 2.454 metros e localizado no bloco 43/11 (China Daily, 2012) Em janeiro de 2012, a multinacional indiana ONGC (Oil and Natural Gas Company) estabeleceu o recorde de profundidade de lâmina d'água para um poço de petróleo, atigindo 3.165 metros no bloco KG-DWN-2004/1 (ONGC, 2013).

Em termos de reservas, os resultados de volume de óleo e de gás provados e do número de campos descobertos reforçam a tese de que os projetos em reservatórios de águas profundas e ultraprofundas têm enorme potencial de se tornarem cada vez mais comecialmente viávies, transformando-se paulatinamente em relevantes *plays* para a indústria petrolífera, conforme apresentado no Gráfico 3, a seguir:

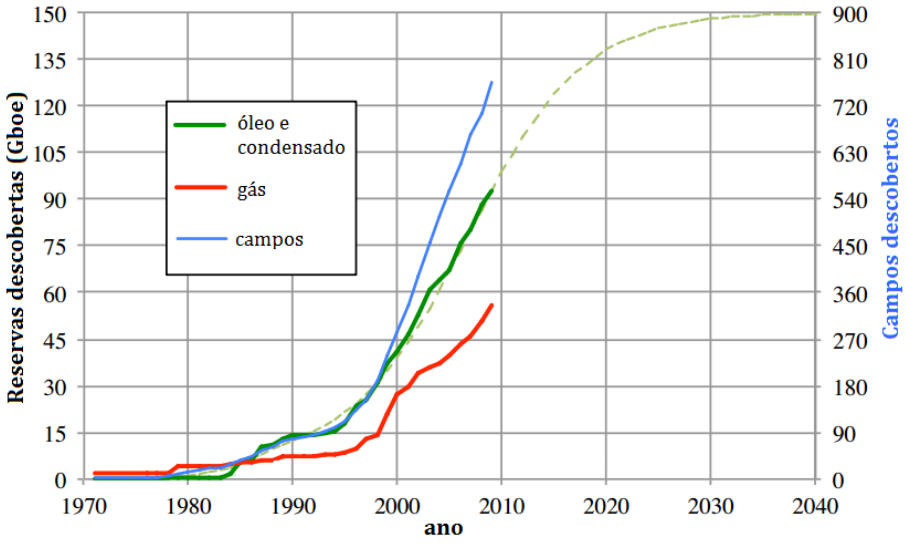

Gráfico 3 - Reservas provadas e campos descobertos em águas profundas e ultraprofundas (Adaptado. Laherrere, 2012).

O Gráfico 3 também mostra que mais da metade das reservas provadas até 2010 foram descobertas após o ano 2000, demonstrando crescimento das operações exploratórios e as consideráveis melhorias nos seus métodos. Entretanto, apenas 31% dessas reservas haviam sido desenvolvidas ou estavam em fase de desenvolvimento até 2004 e menos de 5% do volume das reservas haviam sido produzidas (Weimer e Slatt, 2004), comprovando a imaturidade da indústria nas operações nesses ambientes.

Tendo como objetivo a auxiliar a viabilização técnica e econômica dos projetos em águas profundas e ultraprofundas, as disciplinas que atuam na avaliação e caracterização dos reservatórios de petróleo devem receber especial atenção e investimentos. Em termos de estimativa de reservas, por exemplo, considerando-se todas as incertezas inerentes a estimativa das saturações dos fluidos (integração de dados de testes de poços, perfis, testemunhos, sísmica e modelagem de reservatório), processos de avaliação de reservatório incorretamente realizados pode menosprezar ou superestimar grosseiramente o volume de óleo *in place* (Demirmen, 2007). Tal erro de caracterização poderia inviabilizar o financiamento de um determinado projeto, deixando-se de prosseguir com a realização da exploração de um campo que seria economica e tecnicamente viável, ou, inversamente, resultar em investimentos em zonas com *net pays* menores do que o estimado (Bennion *et al*, 2001).

A avaliação de reservatórios de petróleo trata-se da realização, durante e/ou após a perfuração de um poço, de uma série de análises das características do reservatório, que são interpretadas de forma integrada e sistematizada. Esse conjunto de análises tem como principais objetivos: a determinação do volume de óleo *in place* (VOIP); o planejamento dos planos de perfuração, completação e produção; e o dimensionamento do arranjo submarino do campo de petróleo.

Em sistemas petrolíferos em águas profundas e ultraprofundas, três desafios à efetiva avaliação dos reservatórios podem ser considerados especialmente críticos: a geomecânica de poços, a complexidade litológica dos reservatórios e a garantia de escoamento dos fluidos produzidos.

Com relação ao primeiro fator, a geomecânica de poços, deve-se considerar que em ambientes de águas profundas e ultraprofundas há ocorrência de zonas sobrepressurizadas em baixas profundidades. Há ainda a possibilidade de presença de camadas de sal e de camadas de formação compactadas, que tornam o ambiente de subsuperfície ainda mais severo e desafiador para as atividades de perfuração, completação e estimulação. Além disso, os gradientes de sobrecarga são reduzidos, o

que diminui dramaticamente a janela operacional durante a perfuração de poços e pode causar baixa consolidação dos sedimentos, elevando o risco de perda da integridade dos poços e da indução de falhas na formação.

O segundo fator de alta criticidade é causado pela complexa litologia dos sistemas petrolíferos de águas profundas e ultraprofundas. As formações nesses ambientes apresentam laminações e reservatórios lenticulares com inclusões de argila e areia, fatores que diminuem o contraste dos perfis de avaliação. Essa perda de contrates também ocorre pela ocorrência de variação da salidade da água conata.

Dentro dos estudos referentes à determinação das características reservatórios, deve-se realizar, interpretar e correlacionar as análises de perfis, imagens de poço, sísmica, testemunhagem e outros testes de poços a fim de determinar fatores como: volume do reservatório, evolução geológica, presença e localização de falhas e fraturas, composição mineralógica, composição e saturação de fluidos, porosidade, permeabilidade, efeitos diagenéticos e distribuição de pressões.

O terceiro fator diz respeito à garantia de escoamento, cujos desafios podem ser divididos em dois abrangentes domínios: a química de produção e monitoração operacional. A química de produção trata basicamente da amostragem, análise e caracterização dos fluidos presentes no reservatório para previsão de possíveis desafios ao escoamento, como formação de hidratos e parafinas nas linhas de produção. A monitoração operacional diz respeito, por sua vez, ao projeto, operação e acompanhamento dos sistemas produtivos, levando-se em conta aspectos como corrosão e erosão das linhas produtivas, produção de óleos pesados e otimização da produção.

Há ainda uma série de outros desafios, como os relativos às operações de perfuração dos poços: ancoramento de sondas, projeto de poços, desenvolvimento de fluidos de perfuração e de cimentação adequados, baixa temperatura e alta pressão, além da ocorrência de correntes turbidíticas e de eventos de transporte de massa, são alguns dos componentes deste cenário agressivo.

Também existem desafios que concernem ao planejamento econômico do projeto em águas profundas e ultraprofundas. Conforme aumenta-se a profundidade de operação e a distância do continente, os custos operacionais também aumentam drasticamente: considerando o tempo de vida de um projeto de 20 a 30 anos, naturalmente ocorrerão desafios operacionais que seriam considerados realtivamente simples em projetos *onshore* ou de águas rasas, mas que se tornam potencialmente perigosos para o ambiente em estudo.

A complexidade operacional por conta de todos os fatores supracitados refletem-se, finalmente, nos custos de construção de poços (DRILLEX), de planejamento e operação de topsides e equipamentos marinhos (CAPEX), de desenvolvimento e operação dos campos (CAPEX) e de abandono (ABEX), que por fim somam-se aumentando o custo por barril de petróleo produzido.

A avaliação de reservatórios trata-se, portanto, de um estudo fundamentalmente transdisciplinar, envolvendo conhecimentos de geologia, geofísica, petrofísica, engenharia de poços, engenharia de reservatórios, engenharia de produção, química e economia.

1.2.Objetivo

O propósito deste trabalho é realizar a análise crítica de duas tecnologias emergentes – *Formation Pressure While Drilling* (medição de pressões da formação durante a perfuração) e *Formation Sampling While Drilling* (amostragem de fluidos durante a perfuração) –, utilizadas para a avaliação de reservatórios de águas profundas e ultraprofundas, discutindo-se posteriormente a viabilidade de sua aplicação em projetos dessa natureza realizados no Brasil.

De forma mais ampla, buscar-se-á contribuir para a obtenção mais efetiva de dados de reservatório *offshore* e avaliação mais realista de suas características. Serão correlacionadas as áreas de conhecimento, discutindo-se alternativas tecnológicas e boas práticas para as operações nesses ambientes, consolidando-se as bases para estudos integrados e mais aprofundados que poderão, como fim, contribuir com a redução dos custos operacionais na exploração e produção de petróleo.

1.3.Organização do Texto

Para tal, serão discutidas as principais características desses reservatórios em três abrangentes áreas - geomecânica, sistemas petrolíferos e garantia de escoamento – que representam consideráveis desafios para a realização de avaliação de reservatórios em ambientes deste tipo.

O funcionamento de duas tecnologias emergentes de avaliação de reservatórios Formation Pressure While Drilling (medição de pressões da formação durante a perfuração) e Formation Sampling While Drilling (amostragem de fluidos durante a perfuração) - será detalhado. Posteriormente, serão realizados dois estudos de casos de utilização em campo destas tecnologias, discutindo-se seus resultados e aplicabilidade aos projetos brasileiros.

2. Revisão da Literatura

2.1. Geomecânica de Poços

A geomecânica de poços pode ser entendida como um ramo das ciências geológicas que se ocupa do estudo da interação entre rochas, tensões, pressões e temperatura presentes ou induzidas no subsolo nas cercanias de um poço de petróleo, levando em conta características físicas, mecânicas e hidráulicas das rochas deste ambiente.

Dentre as principais características geomecânicas desafiadoras identificadas em ambientes de águas profundas e ultraprofundas, serão analisadas a ocorrência de janela operacional estreita, de zonas de sobrepressão e de depósitos de sal.

Entretanto, cabe ressaltar que existem muitos outros desafios inerentes à geomecânica de poços nesses ambientes que dificultam especialmente as operações de perfuração, como dificuldades de manutenção de reologia adequada para os fluidos de perfuração, logística de transporte de fluidos, transporte de sólidos, aprisionamento da coluna por pressão diferencial (*differential sticking*) e dano à formação (McLean *et al*, 2010).

2.1.1. Janela Operacional Estreita

A janela operacional é utilizada para seleção do peso de fluido de perfuração adequado para evitar ocorrência de colapso (superior e inferior) ou fratura do poço e a perda de circulação do fluido de perfuração, garantindo a segurança operacional e a preservação da integridade do poço. É também utilizada, juntamente com margens de segurança (margem de riser, *air gap* e tolerância ao *kick*), para determinação da profundidade do assentamento das sapatas dos revestimentos.

Para a determinação da janela operacional, deve-se plotar, ao longo de toda a profundidade, os valores de gradientes de pressão de poros, de colapso inferior, de colapso superior, de fratura inferior e de fratura superior. A janela operacional para o peso do fluido de perfuração (MWW – *Mud Weight Window*) será formada pelos valores de gradiente simultaneamente maiores que o gradientes de poros, de colapso inferior e fratura inferior, e menores que os gradientes de fratura inferior e colapso

superior (Rocha e Azevedo, 2009). O gráfico 4, a seguir, apresenta a MWW para um poço teórico, com gradiente de poros calibrado por RFT (*Repeated Formation Test*) e gradiente de fratura calibrado por LOT (*leak-off test*).

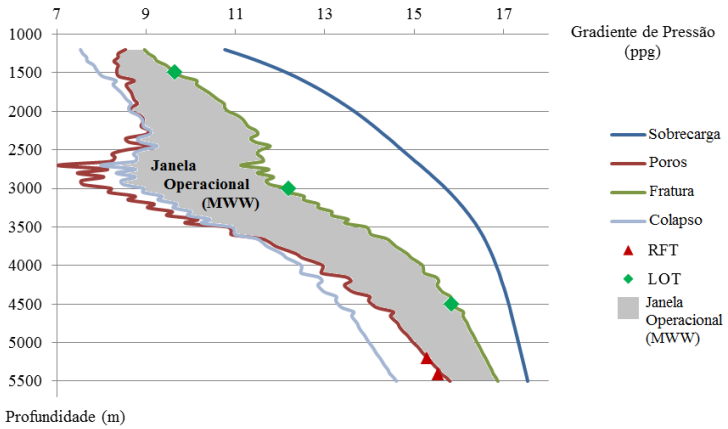

Gráfico 4 - Janela operacional (MWW).

Em ambientes de águas profundas e ultraprofundas, há redução considerável do gradiente de sobrecarga quando comparado aos resultados de poços terrestes ou de águas rasas. Isso acontece pois, para uma mesma profundidade medida a partir da mesa rotativa, há maior lâmina d'água e menor coluna sedimentar nos reservatórios de águas profundas. Como a água marinha é menos densa do que os sedimentos - valores típicos são de 8,5 ppg para água marinha e de 15,9 a 20,9 para sedimentos rochosos (Rocha e Azevedo, 2009) -, o peso total da coluna é menor quanto maior for a lâmina d'água, refletindo-se em menor gradiente de sobrecarga.

O gradiente de fratura é diretamente dependente do gradiente de sobrecarga, tal que a redução dos valores de sobrecarga em águas profundas e ultraprofundas causa diminuição também dos valores de fratura (Salehi e Nygaard, 2011; Falcão, 2002.). Usualmente, quando não estão disponíveis valores de tensões *in situ* para exata determinação exata do valor do gradiente de fratura, pode-se considerar que o máximo valor admissível para peso do fluido de perfuração é 90% do valor do gradiente de sobrecarga (McLean *et al*, 2010), valor este que seria suficiente para provocar fratura na rocha e causar potenciais perda de fluido para a formação.

Utilizando-se dessa relação ou mesmo dos valores exatos de gradiente de fratura através do conhecimento tensões *in situ*, o aumento da lâmina d'água provoca diminuição do gradiente de sobrecarga, que por sua vez diretamente causa redução do

limite superior para peso de fluido de perfuração. Ocorre, portanto, aproximação entre os limites superior e inferior para peso do fluido, configurando estreitamento da janela operacional. Esta variação pode ser observada no gráfico 5, a seguir.

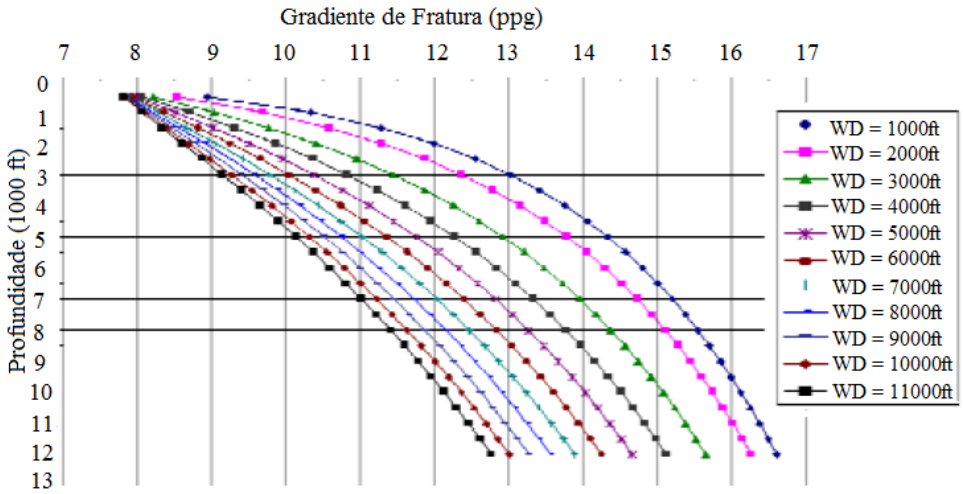

Gráfico 5 - Redução do gradiente de fratura com o aumento da profundidade da lâmina d'água. (Adaptado. McLean et al, 2010).

Pelos motivos explicitados, a ocorrência de fraturas em reservatórios de águas profundas e ultraprofundas é inerente às operações de perfuração, usualmente ocasionando problemas de perda de circulação. Este é considerado o principal desafio operacional encontrado nestes reservatório: é responsável por cerca de 40% do tempo não-produtivo (NPT – *Non-productive time*) das sondas de perfuração, custando à indústria aproximadamente US$ 800 milhões por ano (McLean *et al*, 2010; Salehi e Nygaard, 2011).

Para mitigação da ocorrêcia de perdas de circulação, a indústria vem desenvolvendo um diverso portfólio de tecnologias preventivas para previsão acurada de gradientes de poros e de fratura, fortalecimento do poço (*wellbore-strengthening*), desenvolvimento de reologia de fluidos adequada e simulação de modelos hidráulicos. Algumas dessas tecnologias serão apresentadas e discutidas nos próximos capítulos.

2.1.2. Zonas de Sobrepressão

São consideradas zonas de pressão anormalmente altas (ou de sobrepressão) as regiões de subsuperfície que apresentam gradiente de pressão de poros entre 9,1 ppg e

90% do gradiente de sobrecarga encontrado na região, enquanto as zonas de alta sobrepressão são aquelas onde o gradiente de pressão de poros atinge valores maiores que 90% do gradiente de sobrecarga (Rocha e Azevedo, 2009). Barriol *et al*. (2005), entretanto, afirmam que as zonas sobrepressurizadas são aquelas cujo gradiente de poros supera 8,95ppg. Com fins de simplificação, este trabalho utilizará o termo *sobrepressão* para designação indistinta de gradientes de poros acima de 9,1 ppg.

Zonas sobrepressurizadas são consideradas típicas em regiões petrolíferas produtoras (Barriol *et al*, 2005) e são encontradas em mais de 180 bacias sedimentares, sendo geologicamente importantes em 160 delas (Hunt *apud* Chen e Huang, 1995). Em bacias de águas profundas e ultraprofundas do mundo, são especialmente relatadas no Golfo do México (Barriol *et al*, 2005; Sayers *et al*, 2005; Ostermeier *et al*, 2000; Schuberth e Walker, 2000) e na costa da África e do Brasil (Rocha e Azevedo, 2009).

Barriol *et al* (2005) descreveram os mecanismos de compactação normal e de sobrepressão. Na compactação normal em ambientes marítimos, a deposição de sedimentos inicialmente gera rochas pouco compactadas e pouco consolidadas, com porosidade e permeabilidade relativamente altos, havendo, portanto, comunicação entre os fluidos da rocha sedimentar com a lâmina d'água. Com o prosseguimento da deposição sedimentar ocorre compactação, o que causa expulsão dos fluidos contidos no meio poroso, de maneira a manter o equilíbrio de pressão entre as zonas conectadas, e aumento dos contatos entre os grãos.

Nas zonas de sobrepressão geradas por mecanismos selamento, entretanto, este equilíbrio de pressão não ocorre: há o isolamento das rochas sedimentares permeadas por fluidos, que não mais se comunicam com a lâmina d'água. Com a subsequente deposição sedimentar e compactação gerada pelo aumento da sobrecarga, o fluido é pressurizado no volume poroso e o contato entre os grãos não é estabelecido, tal que estes grãos passam a suportar fluido em pressões acima da hidrostática.

O trapeamento também pode causar sobrepressão quando ocorre simultaneamente ao mecanismo de subcompactação: ocorre sedimentação em volumes maiores e mais rápidos do que a expulsão do fluido contido no espaço poroso. Esse mecanismo é usualmente resonhecido no Golfo do México (Ostermeier, 2000).

Sobrepressões também podem ser causadas por eventos tectônicos, que deslocam formações seladas, originalmente normalmente pressurizadas a determinada profundidade, em planos de falhas estruturais. A zona deslocada no bloco levantado, estando adequadamente selada, apresentará sua pressão original a uma menor

profundidade, sendo a pressão de poros, portanto, superior à pressão hidrostática normalmente encontrada nesta mesma profundidade.

O mecanismo de deslocamento de falhas também pode causar sobrepressão através transmissão de pressão da zona de alta profundidade para uma zona de menor profundidade. Este mecanismo pode ser considerado especialmente relevante para os reservatórios de águas profundas e ultraprofundas do Pré-Sal brasileiro por ser comumente encontrado nas proximidades de domos salinos, cuja ascenção e migração provocam distorções nas formações vizinhas, afetando não só a pressão de poros, mas também as pressões de fratura e de colapso.

Outras causas também conhecidas para a ocorrência de sobrepressão em reservatórios de águas profundas e ultraprofundas são: a migração de fluidos através de falhas, de micro-fraturas naturais e de canais conectantes; ação diagenénica; e ação humanas (cimentação inadequada, invasão de fluidos de perfuração por perda de circulação e fraturamento hidráulico).

As zonas de sobrepressão, quando presentes em águas profundas e ultraprofundas, podem provocar dois relevantes perigos geológicos (*geohazards*) relacionados à migração de fluidos no poço: influxo de águas rasas (*shallow water flow*) e influxo de gases rasos (*shallow gas*), que representam altos riscos operacionais e financeiros para os projetos de perfuração e completação.

Operacionalmente, o influxo de águas rasas pode ser considerado mais problemático na seção de revestimentos condutores, já que a perfuração desta seção é usualmente feita utilizando-se água marinha como fluido de perfuração e ocorre antes da instalação do BOP (*blowout preventer*) (Schuberth e Walker, 2000). A ocorrência de fluxo descontrolado de água pode provocar fissuras e erosão no fundo do mar, desestabilizando e danificando o *template* submarino, os equipamentos nele instalados e os poços a ele ligados (Hardage e Roberts, 2006). Outra consequência indesejável ocorre quando o influxo de água desenvolve-se entre o revestimento e a formação causando grandes alargamentos nos poços (*washout*), o que resulta em isolamento inaquado dessas zonas sobrepressurizas nas operações de cimentação. Este fluxo por fora do revestimento também pode provocar perda do suporte vertical na parede do poço, potencialmente causando flambagem e ruptura do revestimento (Rocha e Azevedo, 2009; Schuberth e Walker, 2000). Em casos extremos, pode ocorrer a perda completa do poço.

Financeiramente, a ocorrência de influxo de água nos poços desses ambientes adiciona ao menos US$ 1,6 milhão ao custo de cada poço, sendo tais custos representativos de ações preventivas e para remediação desta problemática (Alberty, 2000).

Gastos com ações preventivas relacionam-se com a utilização de cimentos especiais, equipamentos de MWD, fluidos de perfuração especiais, obturadores externos de revestimento e descidas adicionais de revestimentos. Os custos das ações de remediação são relativos à compressão de cimento (operações de *squeeze*), ao aluguel de equipamentos especiais para testemunhagem de fluxo, à compra e descida de novos revestimentos e, em casos extremos, à perda total do poço, com consequente necessidade de se perfurar um novo (Alberty, 2000). Adicionalmente, em ambos os casos não se pode negligenciar que essas ações provocam aumento do tempo de utilização das sondas de perfuração – *rig time* –, elevando gastos com as diárias de aluguel destas sondas.

O influxo de gás raso (*shallow gas*), entretanto, é considerado mais perigoso para segurança operacional. Sua ocorrência é comum em profundidades acima do assentamento do revestimento de superfície, zonas nas quais há alta permeabilidade e baixo gradiente de fratura (Rocha e Azevedo, 2009), o que causa reduzida janela operacional. Esta pequena margem de trabalho para escolha do peso de fluido de perfuração em baixas profundidades faz com que a ocorrência de sobrepressão provoque o influxo de gás no poço, causando *kicks* e potenciais *blowouts*.

Operacionalmente, quando há ocorrência de *kicks* causados por gás raso, os métodos tradicionais de controle, com fechamento do poço e circulação do *kick* com fluido de perfuração, não podem ser aplicados em baixas profundidades, já que a pressurização causada pelo fechamento da cabeça de poço podem induzir o fraturamento da parede do poço. A fratura das formações rasas pode ainda causar migração de gás para a superfície, provocando um *blowout* de subsuperfície (*underground blowout*), desestabilizando o assoalho oceânico e colocando em risco estrutural as sondas de perfuração e plataformas de produção assentadas no leito marinho (Rocha e Azevedo, 2009; Prince, 1990). Colocando este *geohazard* em perspectiva, relata-se que cerca de um terço dos *blowouts* já registrados na indústria petrolífera ocorreram por conta de influxo de gás raso (Prince, 1990).

Outra consequência que deve ser levada em conta por conta de influxo de gás raso é o elevado fluxo de partículas abrasivas, que não só podem erodir as tubulações e

os equipamentos submarinos, causando vazamentos e falhas mecânicas, como podem provocar seu plugueamento (Prince, 1990).

Procedimentos adequados e tecnologias para avaliação de reservatórios são de extrema valia para identificação e caracterização de zonas anormalmente pressurizadas em águas profundas e ultraprofundas, destacando-se sísmica rasa e perfilagem acústica. Algumas destas tecnologias e procedimentos operacionais serão apresentados e discutidas nos próximos capítulos.

2.1.3. Depósitos de Sal

Estruturas de sal são usualmente encontradas em zonas de águas profundas e ultraprofundas, sendo reportadas principalmente no Golfo do México, na costa brasileira e na costa oeste africana, apesar de terem sido também reconhecidas na costa leste do Canadá, na costa leste da Índia, no sudeste asiático e na costa australiana (Pettingill, 2006). No Golfo do México, estima-se o volume de hidrocarbonetos em águas profundas e abaixo de zonas de sal em 13 bilhões de barris de óleo equivalente (Fredrich *et al*, 2003), enquanto no Pré-sal brasileiro o EIA (Energy Information Administration) estima as reservas em 50 bilhões de barris de óleo equivalente, estatísticas que colocam este *play* em grande destaque no cenário petrolífero mundial.

A perfuração em camadas de sal apresenta diversos desafios por conta da característica de deformação plástica (*creep*) de alguns tipos de sais: a taquidrita e a carnalita, por exemplo, possuem alta mobilidade e podem fluir plasticamente. Tal característica faz com que a migração de sal distorça o campo de tensões em sub-superfície, gerando pressões anormalmente altas (conforme discutido anteriormente), e cause redução do diâmetro do poço, prisão da coluna de perfuração e colapso de revestimentos (Chatar *et al*, 2010; Rocha e Azevedo, 2009; Infante e Chenervet, 1989). Entretanto, a taxa de deformação dos sais é extremamente variável, sendo função de profundidade, temperatura da formação, composição mineralógica do sal (incluindo conteúdo de água e impurezas) e a intensidade das tensões aplicadas nos corpos salinos (Israel *et al*, 2008, *apud* Chatar *et al*, 2010). Além da mobilidade, outra característica das formações salinas a ser levada em consideração na perfuração é a sua solubilidade em fluidos de base água.

A existência de rochas fragilizadas e fraturadas na vizinhança de depósitos de sais, denominadas *rubble zones*, é um dos desafios usualmente encontrados durante a perfuração nestes ambientes. Estas zonas fragilizadas ocorrem por conta dos desequilíbrios de tensões causados pela mobilidade das rochas salinas, que altera as tensões *in situ* das formações vizinhas: uma das modificações relatadas é a tensão vertical de sobrecarga deixar ser a principal tanto dentro das formações salinas, quanto nas formações ao seu redor (Rocha e Azevedo, 2009). As *rubble zones* podem provocar perda de circulação, que, em casos extremos com grande redução na pressão hidrostática, podem causar a migração do sal para o poço, com consequente diminuição no diâmetro e possível prisão da coluna de perfuração.

Os desequilíbrios das tensões causados por zonas de rochas salinas também pode gerar carregamentos não uniformes ao redor da parede dos revestimentos instalados através das zonas salinas. Em zonas salians onde não há alta mobilidade, entretanto, também podem ser formados carregamentos não uniformes por conta de possíveis alargamentos do poço e consequente cimentação irregular. Este tipo de carregamento deve ser levado em conta quando do dimensionamento dos revestimentos, tendo em vista que é considerado o maior causador de colapso de revestimentos assentados em zonas salinas (El-Sayed e Khalaf, 1992).

O alargamento da parede do poço em zonas salinas, causado pela solubilidade dos sais em fluidos a base água, também causa outros desafios durante a perfuração. Caso haja alargamento excessivo, pode haver redução da velocidade do fluido no anular, prejudicando o carreamento de cascalhos, que podem acumular-se excessivamente e provocar a prisão da coluna. Caso haja intervalos salinos heterogêneos, com formações salinas de diversas solubilidades ou intercalamento com outras litologias (folhelhos, calcáreos e arenitos, por exemplo), o alargamento da parede somente nos intervalos mais solúveis pode formar batentes, que também provocam aprisionamento da coluna de perfuração (Rocha e Azevedo, 2009).

Por conta de todos estes desafios, a avaliação das formações petrolíferas para detecção de potenciais depósitos salinos deve ser realizada para maior segurança operacional e diminuição de gastos com perdas de circulação, troca de revestimentos colapsados e outras ações de mitigação dos problemas causados pelas zonas salinas.

Uma adequada avaliação pode identificar as camadas de sal nas fases exploratórias através de métodos geofísicos, como sísmica de imagem, modelagem geomecânica e previsão de pressão de poros e, durante a perfuração, através de perfis

resistividade, densidade e *caliper*, e de modificações na composição nos fluidos de perfuração e na taxa de penetração (Rocha e Azevedo, 2009; Pettingill, 2006).

2.2.Sistemas Petrolíferos

2.2.1. Classificação

A indústria frequentemente utiliza dois diferentes parâmetros integrados para classificação dos sistemas petrolíferos de águas profundas e ultraprofundas: a profundidade da lâmina d'água e a sedimentologia.

A primeira classificação, mais simples e mais usualmente utilizada pela indústria para se referir a este tipo de ambiente *offshore*, determina que são considerados de águas profundas os sistemas petrolíferos localizados entre 500 e 2000m de lâmina d'água, sendo os sistemas de águas ultraprofundas aqueles localizados a profundidades maiores do que 2000m.

A segunda classificação, por sua vez, é mais controversa e, para seu completo entedimento, deve ser integrada aos conceitos de profundidade da lâmina d'água apresentados anteriormente. Esta categorização leva em consideração os processos e depósitos sedimentares que originaram o sistema petrolífero localizado em profundidades consideradas como águas profundas ou ultraprofundas: nesses ambientes, os sedimentos são transportados através de processos de fluxo gravitacional e depositados no talude das margens continentais, em estruturas de leques submarinos, onde são realizadas as principais operações de exploração e produção petrolífera *offshore* (Weimer e Slatt, 2004).

O talude superior pode ser caracterizado por canais turbidíticos estreitos, confinados por barras laterais arenosas e pouco sinuosos (Weimer e Slatt, 2004). Possuem depósitos arenosos e carbonáticos, gradação normal e inversa, contatos estruturais e acamadamentos internos, caracterísiticas de correntes turbidíticas. O talude médio, onde o gradiente deposicional é reduzido, é caracterizado por areias finas, siltes arenosos e pacotes de lamas siltosas a arenosas depositados em canais erosionais de sinuosidade variável e rotas complexas, sobre os quais há pouca compreensão por conta da ação conjunta de gradientes deposicionais variáveis, topografia local do assoalho submarino e processos sedimentares (Weimer e Slatt, 2004).

Neste trabalho, os termos *depósitos turbidíticos*, *sistemas turbidíticos* e *leques submarinos* serão utilizados como sinônimos para denominar os depósitos sedimentares de fluxos gravitacionais em águas profundas, já que estes termos podem ser entendidos como diferentes nomenclaturas utilizadas para representar processos deposicionais extremamente semelhantes (Weimer e Slatt, 2004).

Além da complexidade desses sistemas deposicionais, com heterogeneidades e processos sedimentares por vezes pouco compreendidos, e das dificuldades técnicas inerentes ao estudo de ambientes marítmos em grandes profundidades, outro desafio para a categorização quanto à sedimentoligia é a difícil correlação entre os resultados geológicos de leques submarinos modernos com estruturas semelhantes antigas, cujos resultados baseiam-se majoritariamente em observação de afloramentos. Pode-se compreender leques submarinos "modernos" como aqueles cuja geometria e morfologia superficial refletem as condições originais de deposição, sendo usualmente encontrados no assoalho submarino, enquanto os "antigos" incluem afloramentos ou estruturas deformadas por ação tectônica.

Mesmo com o reconhecimento de geocientistas desde os anos 1980 da necessidade de haver uma classificação unificada para esses sistemas petrolíferos, não há consenso bibliográfico quanto à terminologia e ao conjunto de dados que deve ser analisado e intergrado para obtenção de uma categorização sistemática e significativa. Três estudos, entretanto, são considerados os mais influentes para a indústria petrolífera nesse sentido, realizando classificações que levam em conta a arquitetura, geometria e depósitos: Mutti e Normark (1991); Richards *et al*. (1998); e Chapin *et al*. (1994).

Mutti e Normark (1991) realizaram estudos tendo como fim identificar os elementos de sistemas petrolíferos turbidíticos que podem ser reconhecidos tanto nos leques submarinos modernos, quanto nos antigos, propondo assim a criação de bases para um modelo unificado de classificação. Os autores compararam as características dos sistemas deposicionais, o estágio do desenvolvimento e as escalas temporal e física de cada depósito. Para lidar com diferentes tipos de bacias turbidíticas, também foram criadas sub-divisões que levam em conta a magnitude da bacia, mobilidade da crosta terrestre, efeitos de atividade tectônica e volume sedimentar das áreas fonte.

Foram reconhecidos cinco elementos comuns aos leques submarinos modernos e antigos (Mutti e Normark, 1987): canais, lobos, depósitos de transbordamento (*overbank*), feições erosionais marcantes e zonas deposicionais de transição canal-lobos.

Os cinco elementos identificados nos trabalhos de Mutti e Normark, além de suas discussões e recomendações quanto às metodologias a serem empregadas para futuras classificações dos sistemas petrolíferos turbidíticos de águas profundas e ultraprofundas, serviram como base para os estudos de Richards, Bowman e Reading publicados em 1998 e para a classificação proposta por Chapin *et al*, e Mahaffie, ambos publicados em 1994.

Richards et. al (1998) propõem uma abordagem sistemática em três estágios para realização da classificação. O primeiro estágio é a realização de um rastreamento na bacia, buscando a compreensão do potencial da bacia sedimentar através da análise do tipo de aporte sedimentar, dos pontos de entrada sedimentar, dos mecanismos de aporte sedimentar e da geometria e topografia da bacia. O segundo estágio é a delineação do sistema, analisando individualmente dos leques submarinos da bacia com resultados de sísmica e do estudo do contexto e da escala deposicional dos elementos. O terceiro estágio trata da análise das características internas do leque submarino, determinando a arquitetura e a modelagem do sistema, utilizando-se de sísmica, e da previsão do espaço poroso (*net:gross ratio*).

Com essa abordagem, Richards et. al identificam cinco elementos arquiteturais principais: cunhas sedimentares (*wedges*), canais (*channels*), lobos (*lobes*), corpos arenosos laminares (*sheet sands*) e montículos caóticos (*chaotic mounds*). Os elementos são sub-divididos de acordo com a presença de cascalho (*gravel*), areia (*sand*) e frações finas (*mud*) e estão apresentados na **Error! Not a valid bookmark self-reference.**, a seguir.

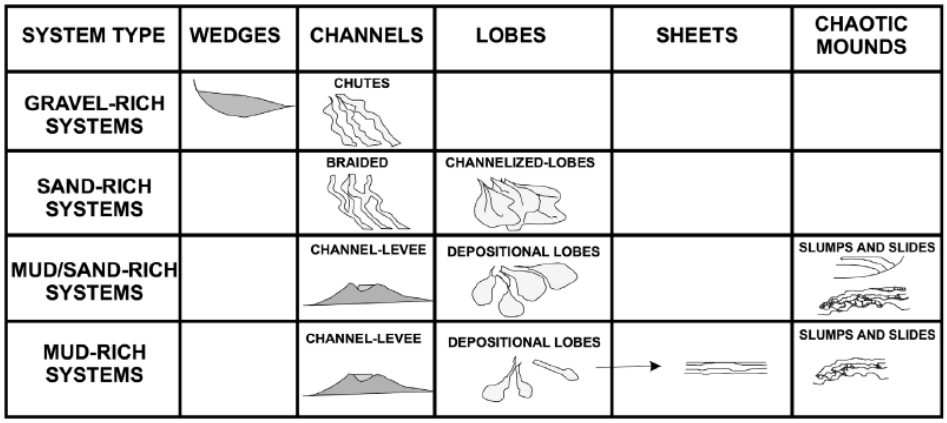

Figura 1 - Elementos arquiteturais em sistemas petrolíferos de águas profundas identificados por Richards et al (1998).

Chapin et. al (1994) e Mahaffie (1994), por sua vez, desenvolveram uma classificação para os reservatórios de leques submarinos formados por arenitos turbidíticos, sendo baseada fortemente na geometria e arquitetura dos elementos que os compõem. Para realização dessa categorização, os autores utilizaram interpretação da geometria observada através de resultados sísmicos e das características dos depósitos analisadas através de testemunhos e perfilagem realizados em campanhas exploratórias na formação Ross, no oeste irlandês, e no campo de Mars, no Golfo do México.

As características examinadas em subsuperfície foram então integradas com estudos arquiteturais de afloramentos, observando-se características como continuidade e conectividade dos arenitos, tendo como fim previsões mais acuradas da performance dos reservatórios e da estratégia de exploração dos campos.

Essa metodologia levou à identificação de três elementos areníticos principais nesses tipos de reservatórios: corpos arenosos laminares (*sheet sands*); depósitos de preenchimento de canal (*channel-fill complexes*); e depósitos com estratificações finas (*thin-bedded channel levee and overbank sediments*).

Tal proposta é fundamentalmente baseada na classificação de depósitos turbidíticos desenvolvida por Mutti e Normark(1987), tal que parte de sua metodologia utiliza a comparação entre os leques submarinos modernos (analisados através de perfilagem e sísmica) e os antigos (observados por afloramentos). Além disso, os elementos areníticos identificados por Chapin *et al*. e Mahaffie valorizam as características geométricas dos sistemas petrolíferos, permitindo praticidade quando de sua categorização, o que a tornou amplamente aceita e utilizada pela indústria.

Pelos motivos expostos, essa será a classificação adotada e analisada neste trabalho que servirá como base para as discussões propostas a respeito de avaliação de reservatórios de águas profundas e ultraprofundas.

Os elementos da classificação de Chapin e Mahaffie (corpos arenosos laminares, depósitos de preenchimento de canal e depósitos com estratificações finas) serão, a seguir, brevemente descritos, levando em conta sua macro-escala (forma e escala causados pelos depósitos), meso-escala (tipo e distribuição dos elementos arquiteturais) e micro-escala (características granulométricas das fácies), conforme proposto por Richards e Bowman (1998).

2.2.2. Corpos Arenosos Laminares (*Sheet Sands*)

Corpos arenosos laminares constituem a maioria dos reservatórios de petróleo turbidíticos, possuindo tendência as mais simples geometrias dentre os elementos categorizados por Chapin et. al e Mahaffie: têm boa continuidade lateral e conectividade vertical, alta razão de aspecto (razão comprimento/espessura), alta porosodade e permeabilidade, além de feições erosionais (Weimer e Slatt, 2004). A Figura 2 apresenta um diagrama de bloco que representa esse elemento.

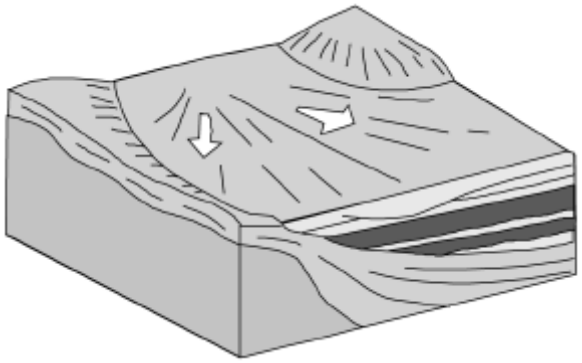

Figura 2 - Diagrama de bloco de corpo arenoso laminar (Chapin et al. 1994).

Weimer e Slatt (2004) descreveram as principais características dessas estruturas. Elas são encontradas após as canalizações características da porção proximal dos leques submarinos (Richards e Bowman, 1998). São formadas por fluxos sedimentares desacelerados pela passagem na porção proximal com fluxo confinado nos canais, depositando sedimentos que formam lâminas arealmente extensas, alcançando dezenas a centenas de quilômetros quadrados.

A extensão areal é função primariamente da geometria dos confinamentos batimétricos da bacia. Em bacias não-confinadas, as estruturas desse tipo tendem a se espalhar lateralmente por conta da inclinação da porção proximal canalizada, fazendo com que cada camada depositada seja relativamente fina, porém com continuidade lateral boa por conta dessa feição laminar (Radovich, 2002). Em bacias confinadas, por sua vez, os depósitos tendem a ser mais espessos.

Tipicamente, as lâminas arenosas apresentam espessuras de 3 a 16 metros e razões de aspecto superiores a 500:1, muito superiores às encontradas nas estruturas canalizadas que as alimentam (30:1 a 300:1) (Weimer e Slatt, 2004).

Como o transporte de sedimentos desde as rochas-fonte até o depósito nos leques submarinos é relativamente longo, permitindo que esses sedimentos sejam razoavelmente selecionados, essas estruturas tipicamente apresentam bons valores de porosidade e permeabilidade. Os corpos arenosos laminares predominam em sistemas mistos de areia-lama (*mixed sand-mud*), constituídos 30 a 70% por areia, e em sistemas lamosos (*mud rich*), nos quais a areia representa menos de 30% da composição Richards e Bowman, 1998).

Os elementos arenosos laminares são subdivididos em dois grupos: estratificados (*layered*) e amalgamados (*amalgamated*), havendo transições entre eles tanto longitudinal quanto transversalmente (Weimer e Slatt, 2004). De maneira geral, os elementos estratificados possuem baixo valor de razão de aspecto e interstratificação (estratificação interna) de camadas de argilitos e arenitos. Já os amalgamados possuem valor de razão de aspecto maiores, sendo formados por camadas areníticas com rara estratificação interna com argilitos e podendo atingir espessuras de 60 a 90 metros.

2.2.3. Depósitos de preenchimento de canal (*Channel-fill Complexes*)

Sistemas petrolíferos com depósitos de preenchimento de canal são extremamente complexos em sua geometria, morfologia, granulometria e em seus processos sedimentares, não havendo muitas características que possam ser consideradas universalmente válidas para todos os depósitos em canais, gerando reservatórios de performance variável (Slatt e Weimer, 2001).

Entretanto, por conta de numerosas descobertas de reservatórios lenticulares em bacias sedimentres de águas profundas a partir da década de 1990 e pelo crescente desenvolvimento tecnológico de sísmica 3D para análise de sistemas canalizados, diversos estudos foram realizados nas últimas décadas e conseguiram identificar elementos marcantes desses ambientes (Weimer e Slatt, 2004). A Figura 3 apresenta um diagrama de bloco que representa de maneira generalista este tipo de elemento.

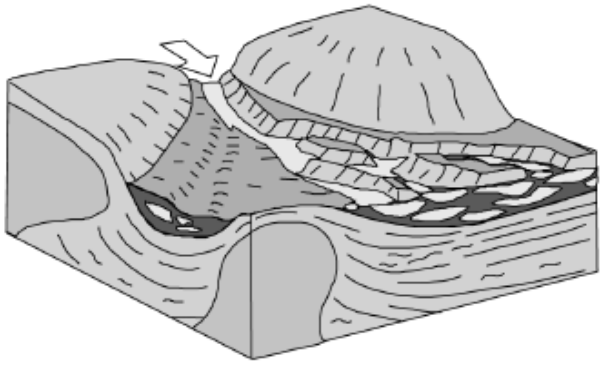

Figura 3 - Diagrama de depósitos de preenchimento de canais (Chapin et al. 1994).

Os depósitos de canais em águas profundas podem ter três distintos processos de formação (Mutti e Normark, 1987). O primeiro tipo de processo ocorre por erosão e deslizamentos em substratos que possuem baixo índice de depósitos em diques marginais e inundações, ocorrendo nas porções proximais por conta das altas velocidades de fluxo e alta inclinação. Usualmente, refere-se a este tipo de depósito como arenitos de canal amalgamado (*amalgamated channel sands*) (Mayall e O'Byrne, 2002).

O segundo tipo de processo ocorre por agradação de estratos sedimentares em depressões nas quais canais e diques sofrem interdigitação (alternância de deposição), sendo mais frequente das porções distais da estrutura. Os canais agradacionais são referidos como depósitos de canais-dique marginais (*leveed-channel fill*) (Mayall e O'Byrne, 2002). No terceiro tipo de processo, ocorrem tanto processos erosionais (primeiro tipo) e processos agradacionais (segundo tipo) de maneira simultânea ou alternada ao longo da evolução do depósito (Weimer e Slatt, 2004).

A complexidade deste tipo de elemento também se reflete nas características morfológicas dos canais, que apresentam muitas propriedades variáveis, a contraponto de um limitado conjunto de atributos que podem ser considerados válidos de maneira generalizada. A característica morfológica mais marcadamente variável para os depósitos de preenchimento de canais é a forma adquirida por esses canais: podem variar de canais relativamente retilíneos até canais altamente sinuosos, tal como variam os sistemas fluviais entre retilínios, meandrantes, anastomosados e entrelaçados.

Dentre as poucas características gerais, diversos autores identificaram que os depósitos de preenchimento de canais possuem baixas razões de aspecto (10:1 a 300:1)

(Sullivan et al, 2000; Browne e Slatt, 2002; Wills, 1991; Leonard et al, 2000), independentemente do tamanho do sistema deposicional (Weimer e Slatt, 2004).

Uma característica extremamente relevante destes ambientes em termos de avaliação de reservatórios é usual a formação de reservatórios com geometria lenticular. Estes reservatórios foram originalmente formados por depósitos fluviais que foram gradualmente sendo superpostos por leques submarinos (Coronado e Ramírez-Sabag, 2011) e, assim como os demais depósitos de preenchimento de canais, são extremamente heterogêneos, havendo alternância irregular entre depósitos areníticos e camadas de argilas. Os depósitos areníticos assim formados possuem limitada extensão horizontal e vertical, constituindo múltiplos compartimentos pequenos e independentes, denominados "lentes".

Em reservatórios lenticulares, há heterogeneidade no volume e na distribuição das camadas de argilas depositadas, formando sistemas com sutis diferenças arquiteturais. Essas diferenças, entretanto, são fundamentais na determinação da performance destes reservatórios. Em sistemas onde as camadas de argilas não são abundantes, as lentes de arenitos podem ser interconectadas vertical e horizontalmente (Slatt e Weimer, 2001), havendo trechos de alta permeabilidade com fluxo cruzado (cross-flow) entre os canais (Hamdi, 2012), conforme pode ser observado na Figura 4a. Em sistemas com abundante deposição de argilas, por outro lado, a conectividade entre os canais formados é mais pobre, podendo causar complexo fluxo no meio poroso e ocorrência de múltiplos contatos de fluidos (Slatt e Weimer, 2001), como se observa na Figura 4b.

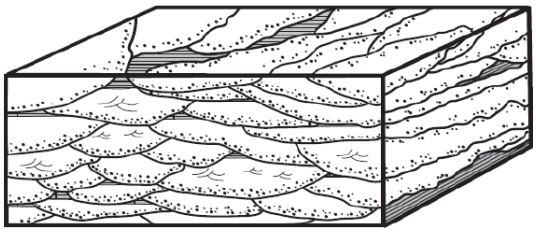

Figura 4a.

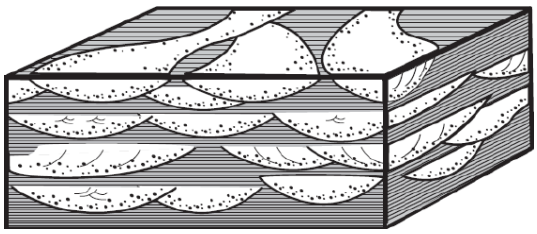

Figura 4b.

Figura 4 - Diagramas de bloco representando reservatórios lenticulares com poucas camadas de argilas (4a) e com argilas abundantes (4b).

2.2.4. Depósitos com Estratificações Finas (*Thin-Bedded*)

Os depósitos com estratificações finas (*thin-bedded*) são estruturas complexas, sendo formadas principalmente por canais-dique marginais (*channel-levee*) e por margens inundadas (*overbank*). São marcadamente constituídos por grandes volumes de sistemas lamosos e por depósitos de sistemas mistos de areia-lama (Richards e Bowman, 1998), estes últimos promovendo a existência de areias finamente estratificadas, com laminações e riples, que apresentam excelente porosidade e permeabilidade (Weimer e Slatt, 2004). A Figura 5, a seguir, apresenta dois diagramas de bloco que representam este tipo de depósito.

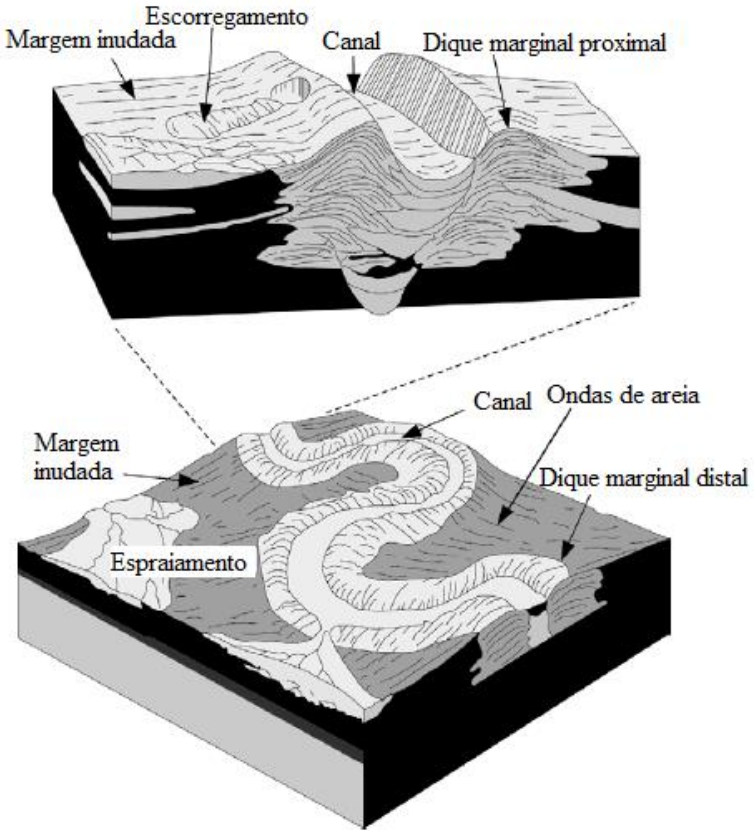

Figura 5 - Diagramas de bloco de depósitos finamente estratificados.

As estruturas com estratificação fina possuem características morfológicas associadas aos acúmulos sedimentares em margens de canais agregracionais ativos (Mutti e Normark, 1987). São formadas por processos de inundação, tal que os sedimentos de fina granulometria deslocados por fluxo gravitacionais canalizados ultrapassam suas margens laterais, espalhando-se lateralmente, e pela diferença do

volume de sedimentos depositados nos diques marginais: nos diques marginais proximais, há maior volume depositado em comparação aos diques marginais distais, formando estruturas em cunha (porção proximal espessa em transição com porções distais mais finas).

Weimer e Slatt (2004) descreveram as principais características observáveis nos diques marginais proximais e distais. Os proximais possuem como características gerais: volume de areia razoavelmente alto, grandes ângulos de inclinação, direções de inclinação variáveis, granulometria mais grosseira e riples ascendentes.

Esses atributos conferem aos diques marginais proximais conectividade vertical razoavelmente alta. Os diques distais, por sua vez, possuem menores volumes de areia, apresentando granulometria mais fina, além de menores ângulos de inclinação e direções de inclinação uniformes.

Por conta da complexidade dos processos formadores, que dependem de diversos fatores como tempo de deposição e diminuição da velocidade dos fluxos gravitacionais ao longo dos canais agregacionais, essas estruturas também apresentam outros sub-ambientes característicos, indicados na Figura **4**5: ondas de areia (*sediment waves*), depósitos de espraiamento (*crevasse splays*) e escorregamentos (*slides*).

Segundo Weimer e Slatt (2004), outra característica que deve ser considerada quando da análise dos diques marginais é a compactação de seus sedimentos. Como os diques são estruturas formadas por sistemas lamosos, que possuem fina granulometria, são considerados mais sucetíveis à compactação com o aumento da profundidade. Esse é um fator de extrema importância na avaliação de reservatórios *offshore,* causando importantes efeitos na subsidência do assoalho submarino, na integridade estrutural de revestimentos e na redução da produtividade dos poços.

Altos graus de compactação já foram observados em reservatórios turbidíticos em projetos de águas profundas no Golfo do México e no Mar do Norte (Ostermeier, 2001) e devem ser cuidadosamente considerados quando da análise de perfilagem e sísmica realizados nesses ambientes.

Por conta dos efeitos de compactação nos sedimentos de diques marginais, ocorre redução considerável da espessura de suas camadas sedimentares, até o ponto em que os diques marginais aparecerão com espessuras semelhantes àquelas características das estruturas de preenchimento de canais (*channel-fill complexes*) em resultados de campanhas de perfilagem e sísmica (Weimer e Slatt, 2004).

Esse efeito pode fazer com que zonas de alta compactação sejam negligenciadas quando da avaliação dos reservatórios turbidíticos, sendo erroneamente consideradas como estruturas canalizadas. Potencialmente, este tipo de avaliação incorreta pode provocar consequências operacionais desastrosas, como falhas estruturais em revestimentos de produção incorretamente dimensionados (Da Silva *et al*, 1990) e de diminuição drástica da permeabilidade da rocha reservatório, por exemplo.

2.3.Garantia de Escoamento

Diversos são os fatores que, durante a vida útil de projetos de desenvolvimento em águas profundas e ultraprofundas, representam desafios para o efetivo transporte dos fluidos produzidos desde o reservatório, atravessando equipamentos e tubulações submarinas, até alcançar as facilidades de processamento.

A grande lâmina d'água promove ambiente de baixa temperatura no leito submarino, diminuindo consideravelmente a temperatura interna dos fluidos que atravessam tubos submarinos que não possuem adequado (ou nenhum) isolamento térmico.

Este fator ainda pode ser potencializado com a interação destas tubulações com correntes submarinas, que provocam convecção forçada e aumentam ainda mais o coeficiente global de transferência de calor. A grande profundidade marinha também faz com que sejam utilizados longos *risers* de produção, aumentando a pressão operacional nos *flowlines* por conta da coluna hidrostática.

Também deve se considerar que os fluidos produzidos geram complexo fluxo multifásico, composto por óleo - comumente pesado e extra-pesado nestes ambientes (Camargo *et al*, 2004) -, água, gás e sedimentos. Para tais projetos, adicionalmente, longos *tiebacks* submarinos e distâncias entre o campo explorado e a costa também impõem desafios operacionais para o transporte e exportação dos fluidos produzidos.

Dentre os desafios mais usualmente encontrados por conta de tais características, destacam-se a precipitação e o congelamento de parafinas, a precipitação de asfaltenos e a formação de hidratos (Golczynski e Kempton, 2006; Camargo *et al*, 2004; Joshi, 2001). Entretanto, outros fatores como incrustrações inorgânicas, corrosão (quando há alto *watercut*) e erosão (quando há grandes volumes de sedimentos produzidos) das tubulações e equipamentos, além de estresses mecânicos inesperados causados por

obstrução total ou parcial de tubulações, não podem ser menosprezados (Wasden, 2003).

A adequada utilização de métodos de amostragem e avaliação dos fluidos contidos nos reservatórios sob tais condições torna-se, pois, imprescindível para o planejamento equilibrado de ações preventivas (como aplicação de revestimentos térmicos nas tubulações submarinas), que aumentam o CAPEX (despesas de capital) do projeto, e corretivas (como operações de *pigging* e injeção de fluidos), que aumentam o OPEX (despesas operacionais).

2.3.1. Deposição de Parafinas e Asfaltenos

As parafinas são hidrocarbonetos pesados componentes do petróleo cru, com dezoito a sessenta átomos de carbono (C18-C60) em sua composição química, e cuja principal propriedade a ser considerada para garantia de escoamento em águas profundas e ultraprofundas é sua solubilidade no petróleo cru: com diminuição da temperatura, há redução da solubilidade das parafinas no óleo cru (Guo *et al*, 2005). Tal redução é especialmente relevante para os projetos em questão pois em águas profundas, com 500 a 2000 metros de profundidade, o oceano tem temperatura entre 4 e 10^{o}C para latitudes baixas e médias, atingindo valores inferiores a 4^{o}C para águas ultraprofundas, conforme pode ser observado no gráfico 6, a seguir.

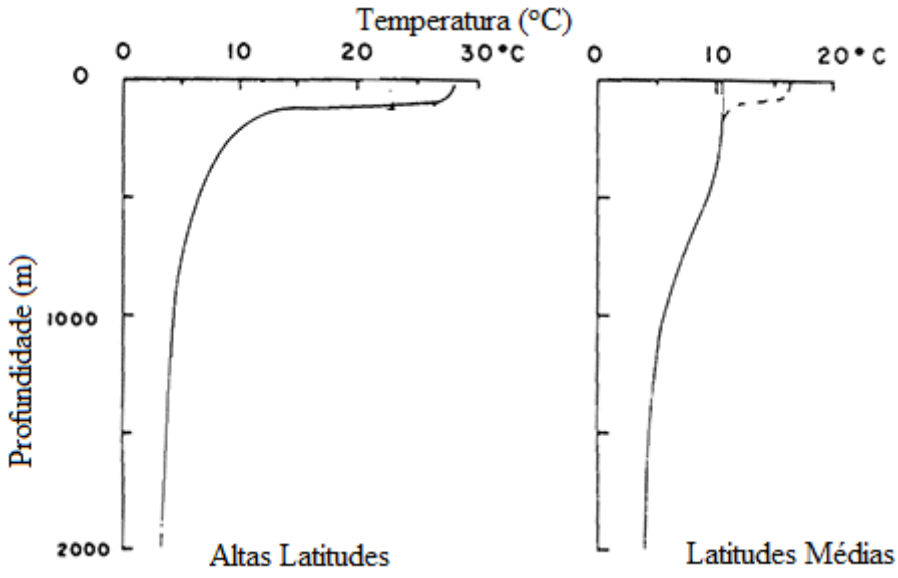

Gráfico 6 - Perfis de temperatura oceânica para altas e médias latitudes. (Adaptado. Vieira, 2013).

Para grandes profundidades, a temperatura oceânica pode tornar-se mais baixa do que a Temperatura Inicial de Aparecimento de Cristais (TIAC) das parafinas. Apesar da TIAC variar de acordo com a quantidade parafínica e com o histórico térmico do fluido (Ferreira e Cardoso, 2011; Rønningsen, 2006), as baixíssimas temperaturas no assoalho oceânico destes ambientes fazem com que, caso não haja adequado isolamento térmico, haja nucleação de cristais parafínicos, que saem de solução e precipitam nas paredes internas das tubulações. Operacionalmente, o isolamento térmico ou equipamentos de aquecimento das paredes dos tubos devem ser dimensionados para manter os fluidos ao menos 3^{o}C acima da TIAC experimentalmente determinada para os fluidos produzidos (Camargo *et al*, 2004).

Outra propriedade a ser analisada para óleos altamente parafínicos é o ponto de fluidez (*pour point*): esta é a temperatura a partir da qual o óleo cru deixa de fluir por conta da grande deposição de parafinas e da formação de géis parafínicos não-newtonianos, causadas pela redução da temperatura a valores abaixo da TIAC (Guo *et al*, 2005).

Já os compostos asfaltênicos, assim como os parafínicos, apresentam tendência a flocular e depositar-se nas tubulações submarinas em grandes lâminas d'água por conta das variações de temperatura, pressão e composição que o óleo cru sofre durante a produção, desde as condições de reservatório até os *flowlines* de produção e demais equipamentos submarinos. Os asfaltênicos, de cor preta ou marrom escura, podem ser definidos como compostos do óleo cru solúveis em tolueno ou, mas insolúveis em benzeno n-pentano ou n-hexano; também são hidrocarbonetos de alto peso molecular.

A deposição de aslfaltenos também se relaciona com sua solubilidade no óleo cru. Durante a produção, variações de pressão e temperatura, além de modificações na composição do óleo cru (com operações de *gas lift* ou saída do gás de solução), podem causar supersaturação dos asfaltenos, provocando precipitação e deposição destes compostos nos sistemas de produção submarinos (Guo *et al*, 2005).

Em exemplo de envelope de fases fluidas de um reservatório em águas profundas, mostrando os limites de temperatura e pressão para formação e deposição de parafinas e asfaltenos, é apresentado no gráfico 7.

A deposição de parafinas e asfaltenos nas paredes das tubulações submarinas é potencialmente danosa para os sistemas produtivos. Ela provoca redução do diâmetro interno disponível para o fluxo de óleo, causando uma obstrução parcial que eleva a perda de carga do fluxo e induz a ocorrência de estresses mecânicos nas tubulações

submarinas. Em casos severos de deposição, pode haver obstrução completa do fluxo nas tubulações, interrompendo a produção e gerando elevados gastos financeiros: a remediação de tubulações submarinas em águas profundas e ultraprofundas completamente obstruídas pode gerar custos na ordem de milhões de dólares (Guo *et al*, 2005), além dos prejuízos causados pelos hidrocarbonetos que deixaram de ser produzidos.

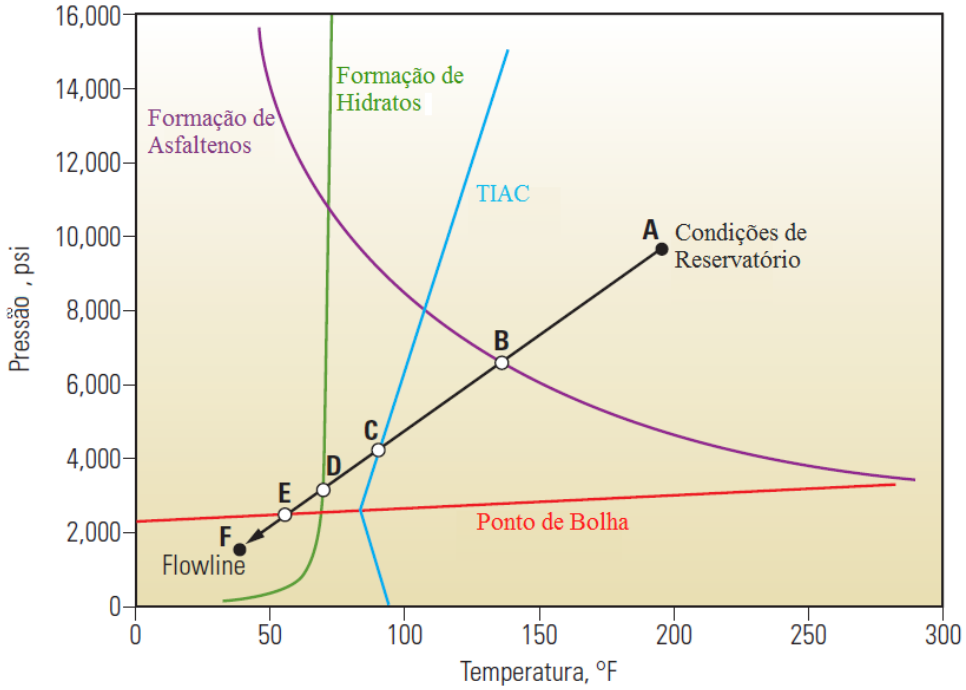

Gráfico 7 - Envelope de fases de reservatório de águas profundas no Golfo do México. (Adaptado. Amin et al, 2005)

Também são relevantes os efeitos da formação de géis parafínicos em operações de fechamento (*shutdown*): com longas paradas do fluxo, pode haver resfriamento da linha de fluxo abaixo do ponto de fluidez e, assim, formação de fortes géis parafínicos. Consequentemente, nas operações de reabertura dos sistemas submarinos, a força do gel pode tornar inviável a retomada do fluxo de óleo cru.

A correta amostragem e análise físico-química das características dos hidrocarbonetos que saturam os reservatórios são atividades necessárias durante a avaliação dos reservatórios. Tornam-se, pois, indispensáveis para o dimensionamento dos sistemas submarinos e planejamento de ações preventivas e corretivas que garantam o escoamento destes fluidos de maneira a assegurar operações seguras e financeiramente favoráveis para os projetos de exploração.

2.3.2. Formação de Hidratos

Hidratos de gás são estruturas cristalinas formadas pelo aprisionamento de moléculas de gás leve (metano, etano, propano, dióxido de carbono e ácido sulfídrico, por exemplo) em estruturas reticulares compostas por moléculas de água interligadas através de fortes ligações de hidrogênio (Guo *et al*, 2005). Ocorrem em condições de baixas temperaturas e altas pressões, características comuns em ambientes de águas profundas e ultraprofundas, gerando estruturas cristalinas com propriedades semelhantes às do gelo (Sloan, 1998, *apud* Guo *et al*, 2005).

Nestas extremas condições de temperatura e pressão, o gás e água presentes no fluxo das linhas submarinas pode entrar na zona de formação hidrato, apresentado no gráfico 7. A zona de formação de hidratos é variável, dependendo de fatores como composição dos fluidos e salinidade da água. Dentro desta região, há a formação de até três tipos de estruturas de moléculas de água (Guo *et al*, 2005): no tipo I, há 46 moléculas de água e uma cavidade; no tipo II, há 136 moléculas de água, com 8 ou 16 cavidadesque possuem até dezesseis cavidades; e no tipo H, menos comum, há 34 moléculas de água, organizadas hexagonalmente e com cavidades de tamanhos variados (Ferreira e Cardoso, 2011). Estas cavidades são posteriormente ocupadas por gases leves, formando os primeiros cristais de hidratos. Estes agregam-se e crescem por adsorção (Makogon, 1997, *apud* Guo *et al*, 2005), formando estruturas sólidas que podem obstruir completamente as linhas submarinas e interromper o fluxo da produção.

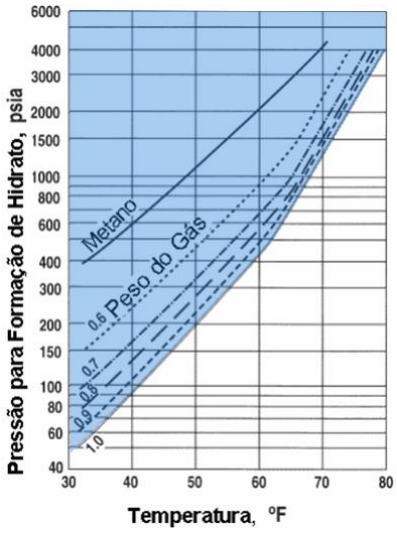

Gráfico 8 - Envelope típico de formação de hidratos. A zona de hidratos é representada pela área azul. (Adaptado. Carvalho, 2010)

Assim como no caso da deposição de parafinas e asfaltenos, deve-se realizar adequada amostragem e análise composicional dos fluidos durante a avaliação dos reservatórios, assim garantindo o escoamento em toda a linha e equipamentos submarinos e promovendo correto dimensionamento dos métodos preventivos e corretivos: sub-dimensionamentos podem facilitar a formação de hidratos (além da deposição de compostos parafínicos e asfaltênicos), enquanto super-dimensionamentos com isolamento térmico, por exemplo, podem causar gastos desnecessários na ordem de milhões de dólares (Guo *et al*, 2005).

2.3.3. Amostragem de Fluidos

A amostragem de fluidos do reservatório é o conjunto de atividades, realizadas após a perfuração da zona de interesse do reservatório, que retira amostras representativas dos fluidos do reservatório que, durante testes de poço e produção, serão transportados através das tubulações e equipamentos submarinos até a facilidade de produção. É essencial para identificação das características composicionais dos fluidos que permeiam o reservatório e de suas saturações, assim colaborando para quantificação dos riscos associados à garantia de escoamento.

A adequada amostragem dos hidrocarbonetos e água conata deve quantificar: a composição dos fluidos; o potencial para deposição de compostos parafínicos e/ou asfaltênicos; a energia necessária para restabelecimento do fluxo de óleo cru nas tubulações após operações de *shutdown* e gelificação do óleo; e o potencial de corrosão, de erosão, de deposição de compostos inorgânicos e de formação de hidratos, causados pelas características da água conata (Guo *et al*, 2005). Deve-se garantir que a amostra seja trazida para superfície com suas propriedades inalteradas, com a menor quantidade de contaminação possível.

Assim sendo, a amostragem de fluidos no fundo dos poços perfurados em águas profundas e ultraprofundas apresenta diversos desafios operacionais. Inicialmente, deve-se destacar que poços exploratórios podem não alcançar os aquíferos, tal que as características da água conata são frequentemente estimadas a partir de poços vizinhos, o que eleva as incertezas para o planejamento de técnicas de garantia de escoamento (Guo *et al*, 2005).

Outro desafio usualmente encontrado em zonas de grande lâmina d'água é o fato de o baixo gradiente de sobrecarga gerar formações pouco consolidadas (Jackson *et al*, 2009; Halliburton Case Study, 2012). Essa característica faz com que, durante os procedimentos de amostragem no fundo do poço, frequentemente haja fluxo de grãos de areia e de outros sólidos juntamente com os fluidos do reservatórios para dentro da ferramenta de amostragem. Tal influxo não só contamina as amostras, mas também plugueia e erode os equipamentos de amostragem, podendo causar necessidade de se interromper o procedimento e de ser realizar inúmeras tentativas de amostragem até a obtenção de uma amostra adequada, reduzindo a eficiência operacional e aumentando os custos com aluguel de sonda (Jackson *et al*, 2009).

Além do posto, o longo trajeto dentro do poço dificulta que a amostra seja trazida até a superfície com suas características originais de pressão e temperatura inalteradas.Também deve-se destacar que em grandes profundidades, a garantia de que as amostras não serão contaminadas com fluidos de perfuração e sólidos acima de valores máximos é desafiadora: em perspectiva, algumas operadoras definem valores tão baixos como 5% para máxima contaminação aceitável para estas amostras, conforme será posteriormente discutido no estudo de casos 2 (Proett *et al*, 2011).

Desta maneira, a realização eficiente de procedimentos de amostragem de fluidos para projetos de águas profundas e ultraprofundas é essencial para a avaliação das principais características dos fluidos destes reservatórios. Tais atividades possibilitam, pois, que o planejamento de ações de prevenção e remediação para garantia de escoamento seja realizado de maneira mais eficaz operacional e financeiramente.

3. Tecnologias para Avaliação de Reservatórios de Águas Profundas e Ultraprofundas

O aumento de operações de exploração de petróleo em ambientes *offshore* com lâminas d'água maiores que 500 metros e os grandes desafios operacionais inerentes a este tipo de atividae vêm empurrando o envelope tecnológico no sentido do desenvolvimento de novas técnicas para avaliação de reservatórios, especialmente desde os primeiros anos do século XXI.

Em tais ambientes, onde os custos e riscos operacionais são particularmente mais altos para as operadoras, vem emergindo a necessidade de se avaliar as propriedades do reservatório em poços exploratórios com alta precisão e baixo custo operacional, de tal forma que as operações sejam confiáveis e comercialmente viáveis mesmo com os já discutidos desafios geomecânicos, geológicos e de escoamento da produção.

Tal demanda vem sendo atendida com o desenvolvimento de novas técnicas de *Measurements While Drilling* (MWD – Medições durante a Perfuração), capazes de realizar precisas medições e de enviá-las em tempo real para análise e tomada de decisões em superfície. Tais tecnologias surgem como excelente alternativa para substituição das operações de *wireline*, que apesar de bem estabelecidas na indústria e de entregarem confiáveis resultados, impõem altos custos para operações em águas profundas e ultraprofundas, além de restrições operacionais que serão posteriormente discutidas.

Particularmente com o intuito de se mitigar riscos geomecânicos, como zonas de alta sobrepressão e perfuração em zonas com janela operacional estreita, e de tornar mais eficiente a definição da profundidade de assentamento de revestimentos nestes ambientes, a indústria vem aperfeiçoando, desde meados de 2002, tecnologias de medição de pressão de poros em tempo real: são as denominadas técnicas de *Formation Pressure While Drilling* (FPWD). Tal tecnologia oferece resultados altamente precisos, comparáveis àqueles tradicionalmente medidos por ferramentas de *wireline* (Blanco e Turner, 2011; Agrawal *et al*, 2011; Kelly *et al*, 2010; Pop *et al*, 2005).

Tendo em vista que os equipamentos de FPWD são instalados diretamente na coluna de perfuração e enviam resultados em tempo real, essa tecnologia reduz o custo da aquisição de tais informações, eliminando a necessidade de se realizar numerosas operações descidas de equipamentos, que aumentam o *non-productive time* (tempo sem

produção). A utilização de ferramentas que enviam informações em tempo real auxilia ainda a tomada de decisões críticas ainda durante a perfuração, enquanto medições análogas realizadas por *wireline* podem demorar de horas a dias após a perfuração para serem apropriadamente analisadas (Galvan Sanchez *et al*, 2012).

As ferramentas de FPWD oferecem ainda flexibilidade operacional, permitindo que sejam realizados testes em diversificadas as zonas de interesse com parâmetros programáveis de acordo com as características esperadas e com as necessidades da operadora. Tal característica é ideal para ambientes geológicos altamente heterogêneos, encontrados em reservatórios de águas profundas e ultraprofundas, que apresentam corpos arenosos laminares (*sheet sands*), depósitos de preenchimento de canal (*channel-fill complexes*) e depósitos com estratificações finas (*thin-bedded channel levee and overbank sediments*). Os equipamentos de FPWD também são capazes de realizar medição de outra importante característica para predição da produtividade destes reservatórios, a mobilidade (razão entre permeabilidade da formação a uma fase e a viscosidade desta fase).

Já com o fim de atender aos desafios de garantia de escoamento impostos por reservatórios de águas profundas e ultraprofundas, uma outra tecnologia de MWD pra avaliação de reservatórios vem sendo desenvolvida: o *Formation Sampling While Drilling* (FSWD - Amostragem de Fluidos durante Perfuração).

O FSWD vem sendo aperfeiçoado para realização de amostragem e análise de características dos fluidos contidos no reservatório poucos momentos após a perfuração da zona de interesse. Os equipamentos que utilizam essa tecnologia são montados não só para obtenção de amostras representativas dos fluidos do reservatório com baixos teores de contaminação, mas também para realizarem medições de temperatura, pressão, densidade, resistividade e capacitância do fluido.

As ferramentas de FSWD possuem características semelhantes àquelas de FPWD, podendo inclusive serem integradas em equipamentos únicos, capazes de realizar medições em tempo real de pressão de poros, de estimarem a mobilidade e de amostrarem e caracterizarem fluidos do reservatório durante as operações de perfuração.

Neste capítulo, serão descritas detalhadamente as características estruturais e operacionais das tecnologias de *Formation Pressure While Drilling* e de *Formation Sampling While Drilling*. Serão discutidos ainda os fundamentos e procedimentos adotados pelos testes realizados pelos equipamentos que empregam tais técnicas.

3.1.Formation Pressure While Drilling (FPWD)

O método de *Formation Pressure While Drilling* (FPWD) é uma técnica de *Measurement While Drilling* (MWD) utilizada para medição direta, a poço aberto e em tempo real da pressão de poros durante a perfuração de um poço.

Os componentes (eletrônicos e mecânicos) e as baterias dos equipamentos de FPWD são instalados em comandos (*drill collars*), de maneira a promover obtenção de dados desempedidos mesmo em poços desafiadores a grandes profundidades de lâmina d'água, como direcionais com inclinações acima de 60 graus (Araújo *et al*, 2007) e horizontais. Como são utilizados diretamente na coluna de perfuração durante as operações, imediatamente acima ou próximos à broca, conseguem realizar leituras da formação rochosa menos afetadas pela penetração dos fluidos de perfuração no espaço poroso e pelos ciclos de pressão causados pela perfuração (Greenwood *et al*, 2009).

Por realizarem medições diretas, as ferramentas de FPWD fornecem dados realistas que podem ser utilizados para obtenção de pressão de poros e como pontos de calibração para modelos indiretos, que se utilizam de dados obtidos por outras ferramentas de LWD, como perfis elétricos (sônico, resistividade e densidade) e velocidade sísmica, e de dados de taxa de perfuração (expoente d_c e sigmalog) (Rocha e Azevedo, 2009).

Além disso, os equipamentos de enviam estes dados em tempo real para monitoramento, permitindo rápida identificação de zonas anormalmente pressurizadas, comuns em reservatórios de águas profundas e ultraprofundas, contribuindo tanto para avaliação de reservatórios quanto para otimização de parâmetros de perfuração (Blanco e Turner, 2011). São especialmente usados para otimização do peso do fluido de perfuração – parâmetro de alta criticidade por conta do estreitamento da janela operacional – e da profundidade de assentamento das sapatas dos revestimentos.

Entretanto, a aplicação da tecnologia de FPWD para avaliação de reservatórios é mais representante: em operações no Golfo do México desde 2004, tais equipamentos foram empregados em 84% das vezes com fins de avaliação de reservatórios (Blanco e Turner, 2011), conforme apresentado no gráfico 9, a seguir:

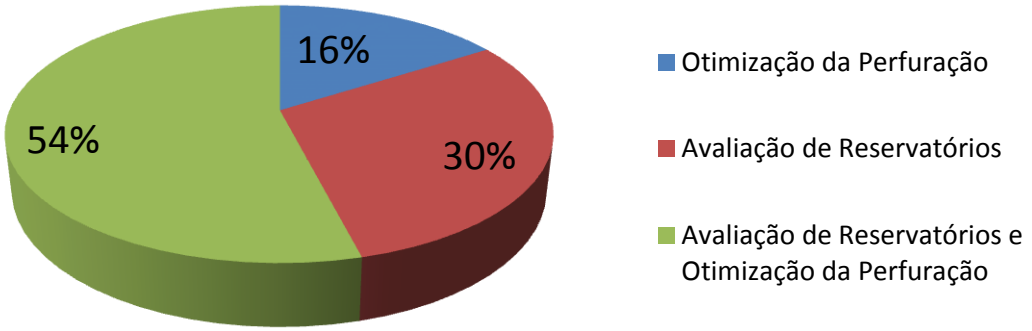

Gráfico 9 - Aplicações típicas de tecnologias de Formation Pressure While Drilling no Golfo do México em operações desde 2004. (Blanco e Turner, 2011)

Os principais equipamentos de *Formation Pressure While Drilling* disponíveis no mercado serão analisados, focando-se no entedimento de seu funcionamento e de sua aplicabilidade para avaliação de reservatórios em águas profundas e ultraprofundas. No capítulo 4, serão realizados um estudo de caso de utilização de FPWD em poços nestes ambientes e uma análise crítica de sua aplicabilidade para os projetos deste gênero a serem realizados no Brasil.

3.1.1. Descrição das Ferramentas de FPWD

Neste trabalho, a descrição dos componentes típicos de ferramentas de FPWD será baseada nas características em comum apresentadas por três equipamentos comercialmente relevantes, desenvolvidos e empregados por três expoentes empresas prestadoras de serviços de perfuração: StethoScope™, oferecido pela Schlumberger; TesTrak™, oferecido pela Baker Hughes; e GeoTap™, oferecido pela Halliburton. As características apresentadas a seguir são indicadas nas figuras 6 a 9.

Uma típica ferramenta de FPWD é montada dentro de um comando de aço que possui comprimento padrão de 30 pés (9,1 m) (Umar *et al*, 2012). Na parede externa da ferramenta, há uma lâmina estabilizadora semi-espiralada, com diâmetro maior que aquele do comando tubular. Há uma gama de diâmetros externos nominais disponíveis para escolha de acordo com a seção do poço que está sendo perfurada no momento da utilização da ferramenta: os modelos supracitados disponibilizam comercialmente unidades com diâmetros externos de 4 ¾”, 6 ¾”, 8”, 8e ¼” e 9 ½”, dependendo da

empresa fornecedora. As ferramentas podem ser usadas em poços verticais, desviados e horizontais com diâmetros de 5¾" a 17 ½". Particularmente, o StethoScope™ também apresenta duas lâminas laterais estabilizadoras extras.

Embutido na lâmina estabilizadora, localiza-se componente de medição, que é composto por amostrador e obturador (protetor isolante). O amostrador é protegido na por tela na parte anterior e isolado do fluxo externo, a seu redor, pelo obturador. Esse design é semelhante ao apresentado por confiáveis medidores tradicionais de equipamentos de wireline utilizados com o mesmo mesmo fim (Umar *et al*, 2012). O amostrador possui volume de armazenamento de até 25 cm^3, para o StethoScope™ e de até 450 cm^3, para o TesTrak™. Tal diferença em capacidade explica-se pelo fato de o TesTrak™, equipamento da Baker Hughes, também ser utilizado operacionalmente para amostragem de fluidos.

Alguns centímetros abaixo dos componente de medição (amostrador e obturador), localiza-se uma porta equalizadora de pressão, ligada ao amostrador por linhas de fluxo instaladas na parte interior do equipamento. Nas linhas de fluxo internas, há uma válvula de controle de fluxo ligada à porta equalizadora e um extensômetro, localizado logo após a entrada do amostrador. A entrada do fluxo no amostrador é permitido pelo acionamento de um sensor R/C (controle remoto).

Ainda na porção interior da ferramenta, a linha de fluxo é ligada a um pistão de *drawdown*, que é monitorado por outro sensor de quartzo e por um sensor de posição de pistão LMP (*Piston Position Sensor)*. O sensores de quartzo é constituido por um ou mais cristais piezoelétricos, capazes de medir com altíssima precisão não só pressão, mas também temperatura do fluido amostrado. Os cristais são ligados a placas eletrônicas, dentre as quais chips cerâmicos de alta resistência responsáveis por armazenar os dados medidos pela ferramenta, e a uma bateria. Todos os componentes dos sensores de cristais de quartzo são recobridos por uma carcaça de proteção mecânica.

São também instalados, dentro da ferramenta de FPWD, um transcodificador e um transmissor de pulsos, capaz de enviar, em tempo real, um ponto de medição a cada 3 segundos através do fluido de perfuração. Além destes, também é instalado um elemento de bombeamento de fluidos.

Diametralmente opostos ao componente de medição, são instalados potentes pistões hidráulicos, que ficam encaixados no corpo da ferramenta até seu acionamento,

não interferindo, pois, no fluxo anular de fluidos durante a perfuração. Nesta mesma face, também é instaldo um extensômetro.

As figuras 6, 7, 8 e 9, a seguir, apontam os componentes do FPWD apresentados anteriormente. São ilustrados, respectivamente, a visão frontal externa do equipamento, a visão lateral externa, um esquema dos dispositivos internos e um esquema dos sensores de cristais de quartzo.

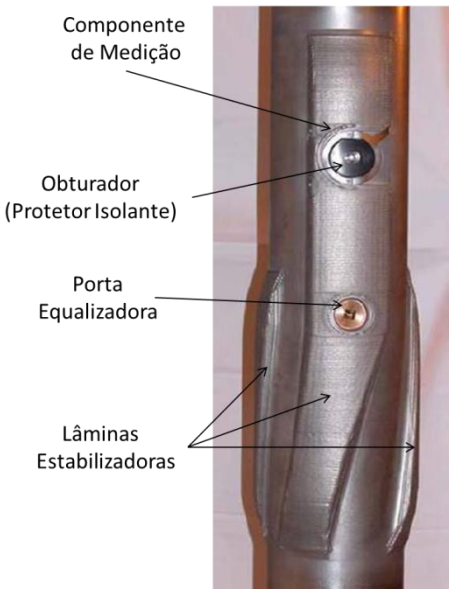

Figura 6 - Visão frontal externa do FPWD StethoScope^{TM} (Adaptado. Umar et al, 2012).

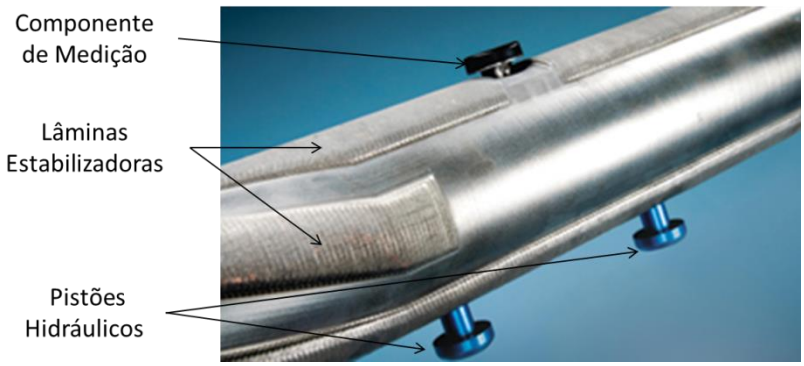

Figura 7 - Visão lateral externa do FPWD StethoScope (Adaptado. Kelly et al, 2010).

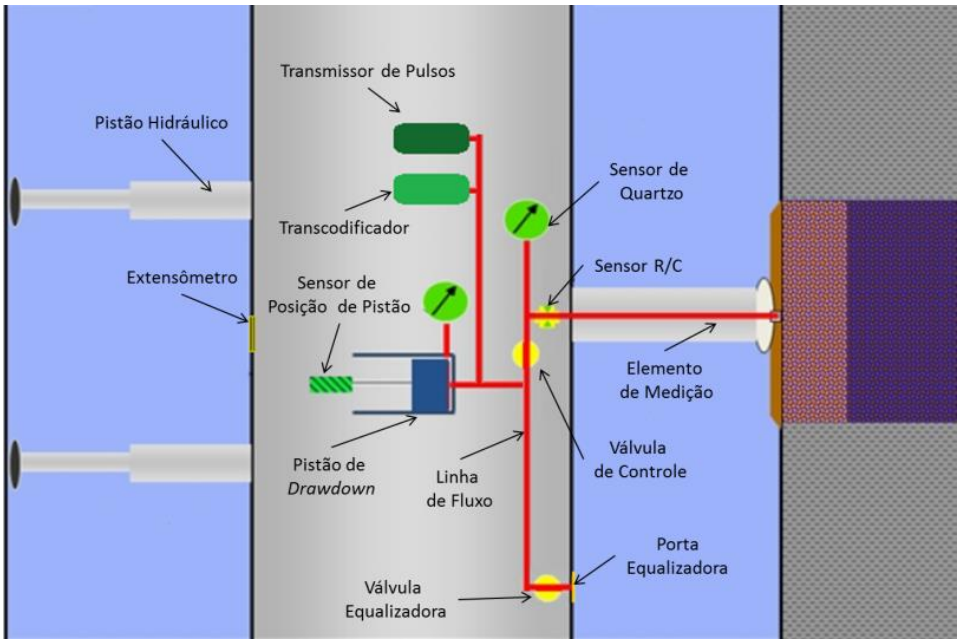

Figura 8 - Ilustração dos dispositivos internos de um FPWD (Adaptado. Meehan, 2011).

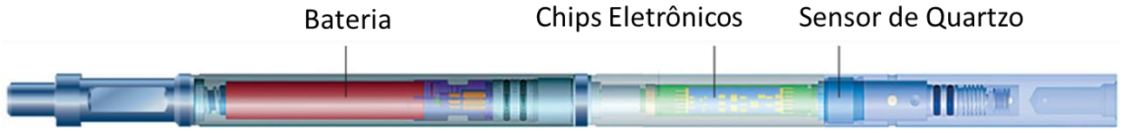

Figura 9 - Ilustração do componente medidor de pressão com sensor de cristal de quartzo Signature, da Schlumberger (Adaptado. Schlumberger Signature Quartz Gauge Factsheet, 2013).

3.1.2. Funcionamento das Ferramentas de FPWD

Os equipamentos de *Formation Pressure While Drilling* são instalados em comandos na coluna de perfuração, estando portanto logo acima da broca. Apesar de possuir design com diâmetro nominal pouco maior do que os demais comandos, característica causada pela instalação das lâminas estabilizadoras semi-espiraladas e laterais na parede externa do equipamento, a ferramenta é considerada adequada para a dinâmica dos fluidos durante as operações de perfuração, já que permite maximização da área de fluxo (Blanco e Turner, 2011). Outra relevante função das lâminas estabilizadoras é a proteção dos elementos de medição (amostrador e obturador) contra a corrosão e erosão causados pela circulação dos fluidos durante as operações de perfuração.

Quando a ferramenta alcança a profundidade desejada pela empresa operadora para a execução dos procedimentos de medição da pressão de poros, a perfuração é interrompida: a mesa rotativa ou o *top drive* são desacionados, tal que a coluna de perfuração tem sua rotação interrempida e o *Bottom Hole Assembly* é mantido estacionário.

As bombas de lama podem ser mantidas em funcionamento ou serem desligadas, caracterizando os métodos *pumps on* (bombas ligadas) e *pumps off* (bombas desligadas), de acordo com a finalidade do teste a ser realizado. A ferramenta de FPWD tem a capacidade de operar em ambos os casos sem a necessidade de ser substituída.

O acionamento do equipamento acontece através do fluido de perfuração pelo envio de pulsos de telemetria partidos da superfície. Ocorre acionamento dos potentes pistões hidráulicos, localizados diametralmente opostos ao amostrador, tal que estes pistões apóiam-se na formação e empurram a ferramenta e os elementos de medição contra a parede do poço.

Este procedimento permite que os procedimentos de medição através de FPWD ocorram independentemente da orienteção da ferramenta e do poço, o que não só garante a viabilidade do teste mesmo em poços horizontais e direcionais, mas também economiza tempo para a operação (Araújo *et al*, 2007).

Comparativamente, operações de *wireline* em poços direcionais e horizontais empregadas com o mesmo fim podem ser inviabilizadas por conta de danos no equipamento causados pelo atrito com a parede do poço. Nestas operações de *wireline*, também é necessária a orientação da ferramenta para garantir que o elemento de medição (amostrador e obturador) estejam em contato direto com a formação.

O elemento de medição, embutido na lâmina estabilizadora semi-espiralada e composto por amostrador e obturador, é empurrado contra a formação rochosa, podendo extender-se a até ¾” (1,9 cm) a partir da parede do equipamento. A lâmina estabilizadora desempenha, neste momento, sua principal função: a proteção da área ao redor do amostrador.

Durante o teste com bombas ligadas (*pumps on*) e circulação do fluido, o design semi-espiralado da lâmina estabilizadora é tal que proporciona a divergência fluxo de fluido de perfuração, minimizando a velocidade nas vizinhanças do ponto da formação que está em contato com o amostrador.

O fluido em circulação no anular do equipamento no sentido fundo do poço-superfície é direcionado por estas lâminas para fluir para a superfície em zonas afastadas da vizinhança do amostrador, conforme demonstra a figura 10.

Figura 10 - Fluxo do fluido de perfuração desviado pelas lâminas estabilizadoras. (Ceyhan et al, 2010).

Assim sendo, a área ao redor do amostrador é protegida pelo fato de a ocorrência de zonas com baixas velocidades de fluxo do fluido de perfuração resultar em menor erosão do *mud cake* (depósito de sólidos) e em menor perda por filtrado para a formação. Isto permite que as medições de pressão realizadas pelo equipamento sejam mais precisas, já que não sofrerão a influência dos fluidos em circulação. Além disso, a diminuição da perda por filtrado também contribui para a minimização da sobrecarga dinâmica, efeito usualmente comum nas ferramentas de *Formation Pressure While Drilling* e que será discutido posteriormente neste trabalho.

A proteção ao redor do amostrador é reforçada pelo obturador de borracha, que promove a criação zona selada com o *mud cake* quando é pressionado contra a formação, impedindo a penetração de fluido de perfuração para dentro do amostrador.

O sinal de acionamento enviado da superfície é recebido por um sensor de controle remoto (R/C), que promove a abertura da válvula de controle e da válvula equalizadora, além do começo do bombeio para sucção do fluido contido na formação. A abertura da válvula de controle permite a entrada e passagem dos fluidos da formação

através das linhas de fluxo, enquanto a válvula equalizadora promove a abertura das linhas de fluxo até a porta equalizadora para ocorrência de equilíbrio entre a pressão interna do equipamento e a pressão externa.

A pressão de poros é medida pelos dois diferentes manômetros internos ligados à linha de fluxo: um manômetro avançado de cristais de quartzo e um outro utilizado para por redundância para garantia dos dados (Araújo *et al*, 2007), que dependendo do modelo e da utilização do FPWD, pode ser um extensômetro, um manômetro de safira ou ainda um outro manômetro de cristais de quartzo.

Adicionalmente, um outro extensômetro localizado na parede externa do equipamento do lado oposto ao amostrador é utilizado para medição e gravação da pressão anular para prover a *Equivalent Circulating Density* e o *overbalance* durante os procedimentos de medição da pressão de poros.

Será analisado o modelo Signature CQG^{TM}, da Schlumberger, como exemplo de funcionamento dos sensores de cristais de quartzo. Este modelo é utilizado de maneira acoplada ao equipamento de FPWD da Schlumberger, o StethoScope^{TM}, e possui um único cristal cilíndrico de quartzo piezoelétrico e piroelétrico, conforme apresentado na figura 11, a seguir.

Figura 11 - Manômetro de cristal de quartzo CGQTM (Barriol et al, 2005).

A deformação deste cristal, causada pelo contato com o fluido pressurizado vindo da formação rochosa, gera uma diferença de potencial entre as superfícies do cristal. Em seu interior, é instalado um oscilador, que ao vibrar faz surgir uma variação senoidal nas cargas elétricas na superfície do cristal sob deformação .

Estas variações são precisas e detectáveis, sendo enviadas para placas eletrônicas contendo chips que as interpretam e as transformam com altíssima precisão em

variações de pressão: este modelo apresenta no máximo 0,00002% de erro para o range de pressão programado. Estes chips também armazenam os dados de pressão em módulos de memória, capazes de armazenar dados de até 80 testes (Barriol *et al*, 2005), e enviam sinais elétricos para o transcodificador e o transmissor de pulsos.

O cristal de quartzo, por também apresentar propriedades piroelétricas, é usado para medição da temperatura do fluido simultaneamente às medidas de pressão.

As ferramentas de FPWD oferecem a opção de execução de diversos testes pré-programados, que podem ser escolhidos através do envio de sinais específicos por telemetria através de pulsos no fluido de perfuração. Os testes também podem ser customizados para melhor adequação a formações com diferentes taxas de mobilidade.

Durante a realização dos testes, os resultados de pressão são transmitidos para a superfície pelo transmissor de pulsos também através do fluido de perfuração. Como exemplo, o transmissor do StethoScope^{TM} é capaz de enviar um ponto de medição a cada 3 segundos para correta caracterização dos regimes transientes nos testes *drawdown* e *buildup*, por exemplo.

3.1.3. Efeito Sobrecarga

As medições da pressão de poros realizadas pelas ferramentas de *Formation Pressure While Drilling* podem ser afetadas pelo efeito denominado sobrecarga, fazendo com que tais equipamentos registrem valores de pressão de poros muito distantes dos valores reais.

O efeito sobrecarga pode ser definido como a elevação da pressão na fina interface entre a formação e o poço (*sandface*) (Kelly *et al*, 2010). Este aumento na pressão é o resultado da invasão do fluido de perfuração na formação (perda de filtrado) em fluxo radial que forma o *mud cake* (depósito de sólidos), ocorrendo durante o processo perfuração ou de circulação de fluidos em um intervalo permeável (Atlas Wireline Services, 1987). O efeito sobrecarga faz com que a pressão da formação próxima ao poço, aferida pelo equipamento de FPWD, seja superior aos valores reais. O fenômeno é ilustrado na figura 12 e no gráfico 10, a seguir.

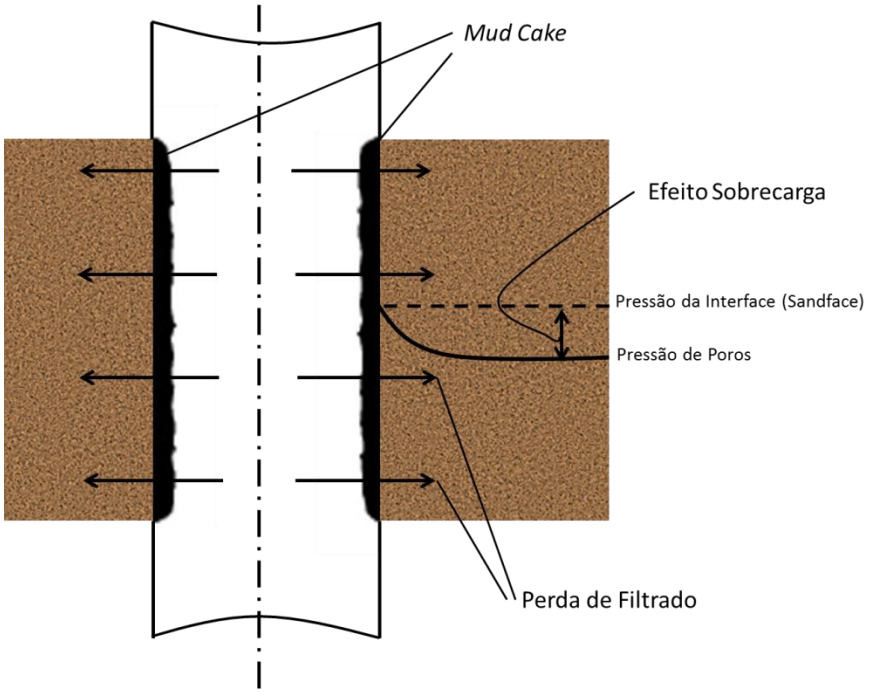

Figura 12 - Ilustração do efeito sobrecarga (Adaptado. Atlas Wireline Services, 1987).

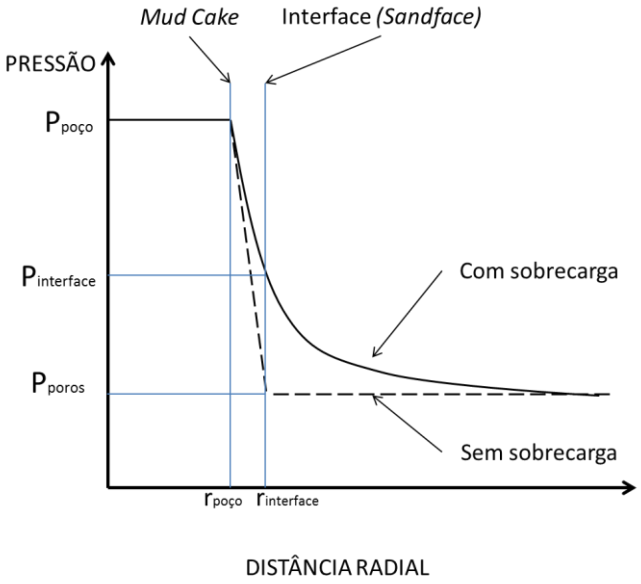

Gráfico 10 - Comparação do comportamento da pressão em casos com e sem efeito sobrecarga (Adaptado. Kroken, 2003).

O aumento na pressão na interface pode ser atribuido a três mecanismos, que podem atuar individual ou simultaneamente (Kelly *et al*, 2010): estático, pseudo-estático e filtração dinâmica.

No processo estático, o menos significante entre os três, o aumento de pressão é causado pelos efeitos de molhabilidade e capilaridade da rocha quando há a invasão do filtrado na formação. Usualmente, este caso só é significante quando as medições de pressão são baseadas em testes que amostram baixos volumes de fluido (Kelly *et al*, 2010).

O mecanismo pseudo-estático, por sua vez, ocorre logo após o filtrado formar um *mud cake* que constitua um isolamento efetivo entre o poço e a formação, causando sobrepressão nessa interface. Se o teste conduzido pela ferramenta de FPWD ocorrer pouco tempo após a formação do *mud cake* e a formação rochosa possuir baixos valores de mobilidade, pode não haver tempo suficiente para dissipação da sobrepressão: quanto maior o tempo entre a perfuração e a realização das medições de pressão, mais brandos serão os efeitos do mecanismo pseudo-estático na sobrecarga (Kelly *et al*, 2010).

Entretanto, o mecanismo de sobrecarga mais relevante é o causado por filtração dinâmica, usualmente presente nos testes realizados com circulação de fluidos por bombas ligadas (*pumps on*) (Araújo *et al*, 2007). Neste mecanisco, a sobrepressão existente na interface é causada pelo fato de o *mud cake* não formar um isolamento adequado entre formação e poço por conta de três fatores (Kelly *et al*, 2010):

1) Formação inadequada ou incompleta do *mud cake* após a perfuração por conta de fatores como baixa permeabilidade, alto diferencial de pressão (*overbalance*) entre fluido e pressão de poros, perda de fluido e tempo entre perfuração e realização do teste.
2) Inibição do crescimento ou erosão do *mud cake* por conta da alta taxa de circulação de fluido de perfuração.
3) Distúrbio mecânico na integridade do *mud cake* por conta de equipamentos da coluna de perfuração, como estabilizadores ou broca.

O efeito sobrecarga afeta diretamente a qualidade dos dados medidos pelos testes com equipamentos de *Formation Pressure While Drilling* (Kelly *et al*, 2010), especialmente no caso dinâmico. Suas consequências devem ser considerados, portanto, para escolha adequada dos parâmetros a serem utilizados durante as medições.

Deve-se considerar, por exemplo, o diferencial de pressão (*overbalance*) entre o fluido de perfuração e a pressão da formação. Quando o poço é perfurado com grande diferencial, por exemplo, ocorre mecanismo de filtração dinâmica, tal que o

equipamento de FPWD registra a pressão do fluido de perfuração que foi filtrado para dentro da formação, já que esta ferramenta recolhe amostras de fluidos muito próximo à parede do poço (Rocha e Azevedo, 2009).

Outro parâmetro a ser escolhido antes da realização do teste é o funcionamento ou não das bombas de lama. Para testes performados com bombas desligadas (*pumps off*), por exemplo, a ausência de circulação de fluidos de perfuração no poço minimiza as interferências dinâmicas no *mud cake*, havendo mitigação dos efeitos de sobrecarga dinâmica. Esta opção é especialmente indicada para testes realizados em formações com baixa mobilidade, que são mais propensos aos efeitos da sobrecarga dinâmica (Araújo *et al*, 2007; Atlas Wireline Services, 1987).

Por outro lado, em medições realizadas em formações com alto risco de prisão diferencial da coluna, é preferível que os testes sejam realizados com as bombas ligadas (*pumps on*). Esta configuração facilita o monitoramento dos dados medidos de pressão em tempo real, permitindo tomada de decisão de interrupção do teste em qualquer momento caso ocorra prisão diferencial ou qualquer outra falha, como isolamento inadequado entre formação e amostrador (Pearce *et al*, 2014).

3.1.4. Teste Típico para Medição da Pressão de Poros

As ferramentas de *Formation Pressure While Drilling* podem executar diversos tipos de testes pré-programados pelo fabricante do equipamento. Alternativamente, estes testes podem ser customizados, antes da descida da ferramenta no poço, pela empresa operadora. Para otimização das medições e garantia da precisão dos dados, a escolha do tipo de teste a ser empregado para determinada sequência de medição é realizada em função: das características esperadas para a formação testada, como a mobilidade; dos efeitos de sobrecarga previstos e de sua intensidade; e de outros parâmetros operacionais, como o tempo disponibilizado para cada medição.

Existem basicamente três parâmetros que podem ser alterados nas ferramentas de FPWD para a realização dos testes de pressão: o volume amostrado, a taxa de amostragem (taxa de *drawdown*) e o tempo total do teste (Blanco e Turner, 2011). Tais parâmetros são escolhidos, a princípio, levando em conta principalmente a mobilidade da formação. Quando a mobilidade é desconhecida, entretanto, um teste pré-programado inteligente pode ser escolhido, sendo utilizado, inclusive, para o cálculo

deste parâmetro além da pressão de poros. A tabela 1, a seguir, exemplifica os tipos de testes e seus parâmetros pré-programados para o StethoScope™.

Tabela 1 - Testes pré-programados no StethoScopeTM (Adaptado. Kelly et al, 2010).

		Pré-teste 1			Pré-teste 2			
Tipo do teste	Mobilidade (mD/cP)	Vazão (cm^3/s)	Volume (cm^3)	Tempo (s)	Vazão (cm^3/s)	Volume (cm^3)	Tempo (s)	Tempo total (s)
Tipo 0-A	λ ≥ 0,1	0,2	4,5	600	0,2	0,5	600	1200
Tipo 0-B	λ ≥ 1	0,3	5	100	0,3	5	200	300
Tipo 0-C	λ ≥ 10	0,5	9,5	100	1	14,5	200	300
Tipo 0-D	λ ≥ 100	1	9,5	60	1	14,5	120	180

Em um teste típico utilizado para determinação da pressão de poros utilizando FPWD, quando a ferramenta alcança a profundidade desejada, envia-se um sinal de telemetria através do fluido de perfuração, de acordo com o tipo de teste escolhido, desde a superfície até o equipamento. Após o acionamento da mesma, o fluido da formação rochosa começa a fluir para dentro do amostrador, de acordo com os parâmetros de teste selecionados. Os dados de pressão são medidos e enviados, em tempo real, para a superfície. Uma sequência típica e já interpretada de resultados de pressão em tempo real para este teste é ilustrada o no gráfico 11, a seguir.

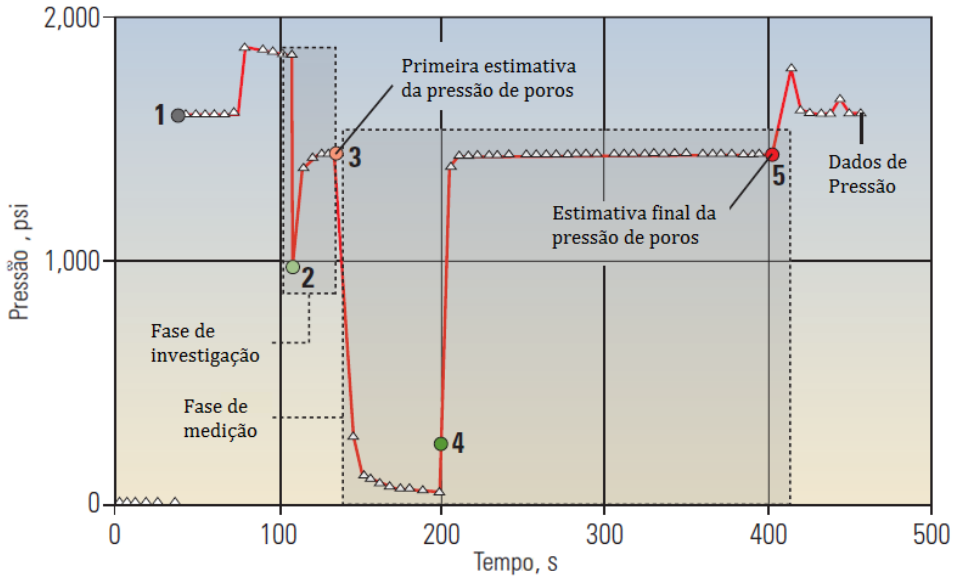

Gráfico 11 - Resultados em tempo real da ferramenta de FPWD. (Barriol et al, 2005).

O teste apresentado no gráfico 11 foi realizado sem o prévio conhecimento da mobilidade e da pressão de poros da formação. As medições foiram feitas com bombas ligadas, a uma taxa de circulação de fluido de perfuração de 2271 l/min. Sua duração foi de 5 minutos e a taxa de envio de dados para a superfície através de telemetria, realizado em tempo real, foi de 6 bits/s.

Os resultados de pressão são apresentados no gráfico nos pontos com triângulos brancos. Os eventos principais do teste, por sua vez, são marcados no gráfico como pontos circulares.

O ponto 1, em cinza, indica a pressão medida pelo extensômetro anular do equipamento de FPWD antes do início da realização do teste. Desta maneira, a pressão indicada por este ponto quantifica a pressão hidrostática da coluna de fluido de perfuração, tendo valor de cerca de 1600 psi, para este teste.

O ponto 2, em vermelho, indica o começo do teste com a ferramenta de FPWD, que inicia as medições na denominada fase de investigação. Esta fase tem como fim investigar as características da formação, assim determinando a taxa de amostragem e o volume amostrado mais adequados para a medição final. Com a fase de investigação, também é possível estimar um primeiro valor para a pressão de poros. Com acionamento do equipamento e consequente a abertura da válvula de controle, o fluido da formação começa a fluir para dentro da ferramenta, através do amostrador e das linhas de fluxo, e os manômetros começam a registrar sua pressão.

Observa-se entre os pontos 2 e 3 a ocorrência de um período de *buildup*. Neste período, ocorre um transiente na pressão aferida por conta da abertura da ferramenta ao fluxo de hidrocarbonetos da formação.

Após a estabilização do fluxo, ocorre também uma primeira estabilização da pressão, conforme pode ser observado nos pontos medidos imediatamente antes do ponto 3. O valor observado durante esta primeira estabilização é considerado como a primeira estimativa da pressão de poros para a fase de investigação: neste teste, esta estimativa vale aproximadamente 1433 psi.

Imediatamente após o ponto 3, encerra-se a fase de investigação e incia-se a fase de medição. O fluido contido no equipamento, em estado estável e estático, é rapidamente circulado para fora do equipamento através da porta equalizadora, provocando uma súbita queda na pressão medida, denominada *drawdown*, que pode ser observada pelos pontos medidos entre 140 e 200 segundos. O ponto 4 identifica o início

do *buildup* de pressão em uma segunda sequência de amostragem, agora na fase de medição. Mais uma vez, após a fase transiente, ocorre estabilização na pressão medida.

O ponto 5 identifica o final da fase de medição e do teste, apontando a estimativa final da pressão de poros, realizada pela linha de tendência dos pontos de pressão estabilizados a partir de aproximadamente 205 segundos de teste. A estimativa final da pressão de poros tem valor aproximado de 1433 psi, em concordância com a estimativa inicial.

3.1.5. Cálculo da Mobilidade da Formação

Em poços exploratórios em ambientes de águas profundas, a utilização de dados característicos da formação e dos fluidos contidos nela provindos de poços de correlação deve ser feita com restrições, principalmente, por conta da complexidade geológica apresentada por reservatórios em tais ambientes. Em especial para reservatórios apresentando depósitos de preenchimento de canal (*channel-fill complexes*) e depósitos com estratificações finas (*thin-beds*), as heterogeneidades lateriais e verticais são altas, especialmente para valroes de permeabilidadade, e devem ser atentamente consideradas antes de serem realizadas correlações deste tipo. Por este motivo, o emprego ferramentas de testes durante a perfuração, com envio de dados em tempo real para a superfície, torna-se extremamente relevante para a adequada avaliação das características destes reservatórios.

As ferramentas de FPWD, além de calcularem a pressão de poros, também podem ser empregadas com o fim de determinar a mobilidade (razão entre permeabilidade da formação a uma fase e a viscosidade desta fase) da formação em diversas profundidades em uma única descida no poço. Em reservatórios lenticulares, por exemplo, a ferramenta pode identificar os diferentes valores característicos de mobilidade para cada corpo arenoso que compõe o reservatório, mesmo quando ocorrem heterogeneidades em intervalos pequenos (Blanco e Turner, 2011). Comparativamente, a medição de mobilidade feita através de FPWD pode ser considerada mais refinada para estimativas da permeabilidade do que aquelas realizadas posteriormente por testes de poços, tendo em vista que a ferramenta é capaz de identificar este tipo de heterogeneidade local.

O conhecimento da mobilidade da formação é fundamental para a avaliação de reservatórios, permitindo: otimização do posicionamento de poços produtores e injetores, determinação do potencial produtivo dos campos, identificação de barreiras de permeabilidade, planejamento de ações de recuperação secundária e terciária, para determinação dos efeitos de sobrecarga nas medições de pressão de poros realizadas pelo FPWD, dentre outros motivos.

Para o caso em que a mobilidade não é conhecida, a ferramenta de FPWD pode ser pré-programada para realizar estimativas deste parâmetro (Blanco e Turner, 2011). Para tal, o equipamento realiza procedimentos semelhantes aos empregados em testes de poços e em mini-DST´s (drill stem tests). Este tipo de análise já era previamente empregado nas ferramentas de wireline utilizadas para testes de formação, tendo vantagens e devantagens já conhecidas pela indústria petrolífera (Ayan *et al*, 2001).

O equipamento de FPWD realiza as estimativas de mobilidade durante a medição da pressão de poros, utilizando-se dos resultados obtidos nas sequências de *drawdown* e *buildup* (Blanco e Turner, 2011). No início do teste, a ferramenta está medindo a pressão hidrostática do fluido de perfuração no anular. Posteriormente, quando ocorre a abertura da válvula de controle, a ferramenta passa a registrar os valores de pressão medidos pelos manômetros internos: por este motivo, imediatamente após abertura da válvula, ocorre o primeiro *drawdown* (queda de pressão).

Neste ponto, cabe ressaltar a primeira importante diferença entre o teste realizado pelo FPWD e os testes de *drawdown* usualmente empregados em testes de poços: nos últimos, o *drawdown* ocorre quando há fluxo da formação para o poço; no primeiro, com pressão é medida dentro da ferramenta localizada no fundo do poço, o *drawdown* ocorre sem haver fluxo da formação para o equipamento.

Logo em seguida, quando o fluido da formação começa a ser bombeado para dentro do equipamento de FPWD, os manômetros internos passam a medir a pressão do fluido amostrado, ocorrendo o primeiro *buildup* na pressão. Novamente, surge uma diferença entre o teste do FPWD e o teste de *buildup* utilizado em testes de poços tradicionais: no teste do FPWD, o *buildup* ocorre com fluxo da formação para dentro da ferramenta, que registra o regime transiente até a estabilização da pressão; no teste de *buildup*, contudo, a pressão no fundo do poço aumenta por conta do fechamento do poço, que causa momentos depois interrupção do fluxo do poço.

Para determinação da mobilidade, considera-se que a ferramenta não sofre efeitos de *skin* nem de estocagem. Com relação ao *skin*, pode-se considerar que seus efeitos são desprezíveis para as medições por dois motivos: primeiramente, porque os testes com ferramentas de FPWD são realizados poucos momentos após a perfuração do poço, quando o *mud cake* ainda não foi completamente formado, conforme apresentado anteriormente nas discussões sobre efeito sobrecarga; em segundo lugar, porque o amostrador extende-se a partir da ferramenta, atravessando o *mud cake* que já foi formado e coletando fluidos diretamente da formação rochosa não invadida pelo fluido de perfuração.

Em relação à estocagem, apesar de este efeito ter bastante influência nos resultados de mini-DST (realizados por *wireline*) e de testes de poços (Bourdet, 2002; Ayan *et al*, 2001), pode-se considerar que as ferramentas de FPWD não sofrem seus efeitos. Essa consideração baseia-se na sua característica de funcionamento: diferentemente do que acontece em outros testes, no caso do FPWD o fluido escoa diretamente da rocha para dentro das linhas de fluxo do equipamento, não havendo retirada de fluidos do poço. Assim sendo, este teste não é suscetível a efeitos como expansão de fluidos e variações do nível do poço, que são os principais causadores de estocagem.

Além do posto, como o tempo de duração do teste é da ordem de minutos (conforme apresentado na tabela 1), pode-se considerar que o fluxo ao redor do amostrador ainda não sofre os efeitos das fronteiras.

Por conta de todos estes fatores, com fins de determinação da mobilidade, pode-se considerar que no período de medição existe comportamente de reservatório infinito. Considerando-se a solução da equação da difusividade hidráulica para fluxo radial e regime transiente, e assumindo-se a validade da aproximação logarítmica com tempo adimensional maior que 10 (Horne, 1995), a variação de pressão medida pelo equipamento (ΔP) em unidades de campo será (Bourdet, 2002):

$$\mathrm{P}_{wf} = P_i - 162{,}6\,\frac{qB_o\mu}{kh}\left[\log t + \log\left(\frac{k}{\varphi\mu c_t r_w^2}\right) + 0{,}87\,S - 3{,}23\right] \qquad (1)$$

Tal que:

- P_{wf}: pressão medida no equipamento [*psia*]
- P_i: pressão estática [*psia*]
- q: vazão de amostragem do fluido [*STB/d*]
- B_o: fator volume formação [m^3/m^3]
- μ: viscosidade do fluido [*cP*]
- k: permeabilidade da formação [*md*]
- h: espessura do intervalo testado [*ft*]
- t: tempo [*h*]
- φ: porosidade [adimensional]
- c_t: compressibilidade total [$psia^{-1}$]
- r_w: raio do poço [*in*]
- S: *skin* [adimensional]

Para aplicação da equação 2 e análise da curva de *buildup*, modifica-se a equação 2 para utilização do tempo equivalente de Agarwal (ou tempo de superposição) (Bourdet, 2002; Horne, 1995):

$$P_{wf} = P_i - 162{,}6\,\frac{qB_o\mu}{kh}\left[\log t_{eq} + \log\left(\frac{k}{\varphi\mu c_t r_w^2}\right) + 0{,}87\,S - 3{,}23\right] \quad (2)$$

Tal que t_{eq} é o tempo equivalente de Agarwal e é equivalente a:

$$t_{eq} = \frac{t_p \Delta t}{t_p + \Delta t} \quad (3)$$

Na equação 4, t_p corresponde ao tempo de duração do *drawdown* e permite que o tempo de duração do *drawdown* seja utilizado para o cálculo da mobilidade através da curva de *buildup* (Ayan *et al*, 2001; Horne, 1995).

Plotando-se os resultados obtidos nos testes realizados em um gráfico semi-logaritmico ΔP x log(t_{eq}), pode-se interpretar o comportamento de reservatório infinito como uma reta com a seguinte equação (Bourdet, 2002):

$$P_{wf} = A - m \log t \quad (4)$$

Comparando-se as equações 4 e 5, determina-se que o coeficiente angular *m* corresponde a:

$$m = 162{,}6\ \frac{qB_o\mu}{kh} \tag{5}$$

Considerando-se que os volumes amostrados são pequenos, que a variação de pressão entre o reservatório e o interior do equipamento é muito pequena e que o *buildup* dura poucos segundos, pode-se inferir que o fator volume formação vale aproximadamente um (Ayan *et al*, 2001) o que leva a:

$$m = 162{,}6\ \frac{q\mu}{kh} \tag{6}$$

Assim sendo, conhecendo-se o valor do coeficiente angular *m*, da vazão de amostragem q e da espessura do intervalo testaso *h*, utiliza-se a equação 6, pode-se calcular a mobilidade λ utilizando-se a equação 7, a seguir:

$$\lambda = \frac{k}{\mu} = 162{,}6\ \frac{q}{mh} \quad [md/cP] \tag{7}$$

Entretanto, a equação 7 utiliza unidades de campo para vazão (STB/d) e espessura (ft). Como os testes realizados pelo FPWD têm seu parâmetro de vazão de amostragem em unidades de cm³/s e a espessura testada é da ordem de polegadas (por conta do diâmetro do tubo amostrador), a equação 7 pode ser modificada para as unidades dos testes de FPWD:

$$\lambda = \frac{k}{\mu} = 24{,}932\ \frac{q}{mh} \quad [md/cP] \tag{8}$$

Tal que:

- q: vazão de amostragem do fluido [cm^3/s]
- h: espessura do intervalo testado [in]

Apesar de semelhanças nos procedimentos e análise matemática para o cálculo da mobilidade, as diferenças entre o teste realizado pelo FPWD e aqueles realizados em

testes de poços devem ser atentamente consideradas. Neste trabalho, considerou-se que estocagem e skin não causam efeitos relevantes nas medições realizadas pelo FPWD, mas seus efeitos não podem ser ignorados para testes de poços e mini-DST´s. Também deve ser levada em conta a curta duração do teste do FPWD quando comparada aos testes de poços.

3.2.Formation Sampling While Drilling (FSWD)

Os equipamentos de *Formation Sampling While Drilling* foram desenvolvidos a partir de módulos amostradores de ferramentas de LWD e vêm sendo utilizados comercialmente pelas operadoras petrolíferas desde meados do ano de 2011 (Galvan Sanchez *et al*, 2012).

Tais ferramentas são operadas por sistemas de controle fechados, sendo capazes de retirarem, analisarem e armazenarem amostras do fluido da perfuração com baixas taxas de contaminação e alta precisão, sem alteração nas propriedades originais do fluido amostrado. São equipados com sensores que medem índice de refração, velocidade do som, viscosidade e densidade do fluido amostrado, além de tanques de armazenamento pressurizados para transporte dos fluidos até a superfície e de bombas inteligentes capazes de bombear o fluido nas linhas de fluxo internas acima do ponto de bolha.

Podem ser montadas integradamente aos equipamentos de *Formation Pressure While Drilling*, já que muitas de suas características estruturais são semelhantes àquelas dos equipamentos que testam a pressão da formação, o que garante flexibilidade e eficiência operacional: as medições de pressão de poros e de características dos fluidos e a obtenção de amostras podem ser realizadas conjunta ou separadamente, de acordo com os objetivos da operadora.

O conhecimento em tempo real das características físicas dos fluidos contidos nos reservatórios é fundamental para a determinação da performance do poço e do balanço de materiais, para realização de simulação dos reservatórios e para estimação do fator de recuperação.

Em reservatórios de águas profundas e ultraprofundas, particularmente, o conhecimento da composição do óleo e de suas características é de especial interesse para fins de garantia de escoamento, sendo úteis para o adequado dimensionamento dos

equipamentos a serem instalados no *layout* submarino de produção e das operações de intervenção nesses equipamentos. O correto dimensionamento dos equipamentos e das ações de injeção de produtos químicos pode evitar, por exemplo, a formação de hidratos e de asfaltenos, que podem interromper a produção.

As vantagens do conhecimento de tais características em tempo real são principalmente a obtenção de amostras de alta qualidade e a redução do tempo de circulação de fluidos no poço para remoção do *mud cake*, ambos os fatores causados pelo fato de as medições serem realizadas logo após a perfuração, quando ainda há pouca invasão de fluido de perfuração na formação (Galvan Sanchez *et al*, 2012). Com os testes sendo performados em minutos, há ainda redução nos custos com o tempo de sonda (Proett *et al*, 2010, *apud* Galvan Sanchez *et al*, 2012). De maneira geral, portanto, tais ferramentas entregam melhores amostras com custos reduzidos.

3.2.1. Descrição das Ferramentas de FSWD

As ferramentas de FSWD possuem diversas características estruturais em comum com as encontradas nos equipamentos de FPWD. Por conta desta similaridade, alguns modelos comerciais são construídos de maneira a incorporar ambas as tecnologias em um mesmo módulo. Assim sendo, a descrição dos componentes típicos de ferramentas de FSWD será feita baseando-se em dois modelos comerciais que apresentam ambas as tecnologias instaladas simultaneamente em um mesmo equipamento: o TesTrak™, oferecido pela Baker Hughes e o GeoTap™, oferecido pela Halliburton.

Uma típica ferramenta de FSWD é composta de quatro módulos instalados nos comandos da coluna de perfuração (Galvan Sanchez *et al*, 2012; Djefel *et al*, 2010): módulo amostrador e de bombeio; módulo de tanques; módulo de geração de energia; e módulo de terminação. A figura 13, a seguir, ilustra a ferramenta de FSDW e seus módulos.

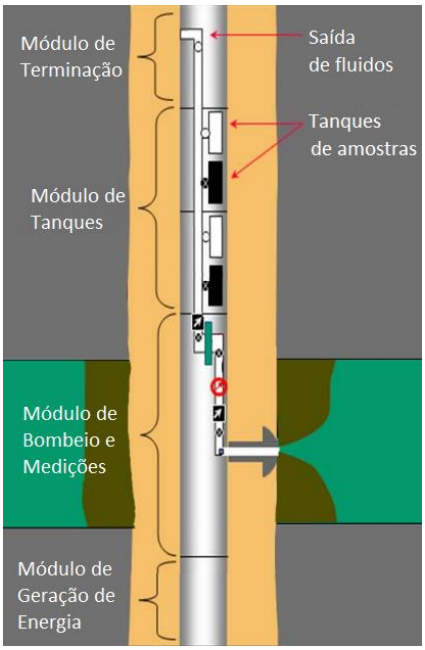

Figura 13 - Ilustração da ferramenta de FSWD e seus quatro módulos (Adaptado. Galvan Sanchez et al, 2012).

O módulo de bombeio e medições é estruturalmente semelhante ao encontrado nos equipamentos de FPWD, descritos anteriormente, podendo sofrer pequenas modificações quando existem definidos propósitos de amostragem. Dentre estas adaptações, destacam-se: aumento do diâmetro do amostrador; modificações no formato e na espessura do obturador para garantir maior área de isolamento; instalação de filtros nas linhas de fluxo e no amostrador, evitando ocorrência de plugueamento; uma linha de fluxo partindo do amostrador até o módulo de tanques; e a instalação de válvulas que isolam os equipamentos de FPWD das linhas de fluxo durante a execução de procedimentos de amostragem (Galvan Sanchez *et al*, 2012; Villareal *et al*, 2010). Também são instalados, ao longo deste módulo, mais sensores para medição das características dos fluidos, como densidade, resistividade e capacitância do fluido.

Outra pequena modificação ocorre na saída dos fluidos, que é transferida para o módulo de terminação, que também é utilizado para recebimento e envio de sinais de comunicação e para transferência de energia para os demais módulos do *bottomhole assembly* (BHA).

O módulo de tanques, por sua vez, possui os recipientes que acomodam e protegem as amostras de fluidos e as transportam para a superfície. Possuem pistões e cargas de nitrogênio para pressurização, além de metalurgia resistente a ácido sulfídrico e dióxido de carbono. O modelo TesTrak^{TM}, da Baker Hughes, possui quatro tanques

por módulo, havendo a possibilidade de serem conectados quatro módulos em série, o que disponibiliza um total de 16 tanques de amostras por descida (Galvan Sanchez *et al*, 2012). Já o GeoTap™, da Halliburton, possui cinco câmaras amostradoras por módulo, havendo a possibilidade de conexão de 3 módulos em série (Proett *et al*, 2010). Uma ilustração do tanque de amostragem é apresentada na figura 14, a seguir.

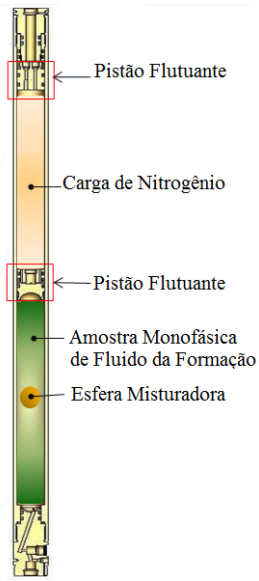

Figura 14 - Ilustração do tanque amostrador. (Adaptado. Galvan Sanchez et al, 2012).

O módulo de geração de energia é composto por uma turbina, que gera energia pela circulação do fluido de perfuração. Este módulo fornece energia para o funcionamento dos demais módulos da ferramenta, como extensão e retração do amostrador, abertura e fechamento de válvulas e operação dos sensores.

3.2.2. Funcionamento das Ferramentas de FSWD

Os módulos dos equipamentos de *Formation Sampling While Drilling* são instalados em comandos na coluna de perfuração a poucos metros da broca, assim como acontece com as ferramentas que empregam exclusivamente a tecnologia de FPWD. Além disso, seu acionamento ocorre identicamente ao procedimento adotado para acionamento do FPWD: assim que a ferramenta alcança a profundidade planejada para a execução dos testes de pressão e amostragem, interrompe-se a perfuração e envia-se um

sinal por telemetria através do fluido de perfuração para acionamento da ferramenta de acordo com os parâmetros escolhidos pela operadora.

Assim como no FPWD, o obturador e o amostrador são pressionados contra a parede aberta do poço, de tal maneira a criar uma zona selada que evite entrada de fluido de perfuração no equipamento. Após a selagem, ocorrem as sequências de testes de *drawdown* e *buildup* para medição da pressão de poros e da mobilidade da formação, já explicadas anteriormente. Com a conclusão dos testes de pressão, começam as operações de amostragem.

O primeiro estágio do procedimento de amostragem é a limpeza do fluido (*cleanup*). Nesse momento, o fluido continua a ser retirado da formação, mas, para garantir a coleta de amostras representativas do fluido da formação e com baixos teores de contaminação, ele é circulado através das linhas de fluxo da ferramenta até atingir contaminação suficientemente baixa.

Nesta operação, o fluido atravessa todos os componentes do equipamento, como manômetro de cristal de quartzo, extensômetro, bomba de circulação e demais sensores até atingir módulo de terminação e finalmente sair para o poço. A circulação pode ser realizada com pressão controlada ou vazão controlada, assim evitando bombeio abaixo do ponto de bolha, o que evita alterações nas propriedades originais do fluido amostrado. Durante a operação de circulação, as características dos fluidos são monitoradas pelos sensores e são enviadas em tempo real para a superfície por telemetria, até que as propriedades do fluido estabilizem-se, caracterizando que o mesmo está suficientemente livre de contaminantes (Galvan Sanchez *et al*, 2012).

Neste momento, podem ser enviados três tipos de sinais para o equipamento (Galvan Sanchez *et al*, 2012). Quando só é requerida operação de escaneamento das propriedades do fluido, sem a necessidade de coleta de amostras, envia-se um sinal a partir da superfície para que a operação cesse imediatamente e a perfuração continue. Alternativamente, caso seja necessária a amostragem, um outro sinal diferente é enviado para a ferramenta: neste caso, o fluido nas linhas de fluxo é divergido para dentro dos tanques de amostragem.

Os tanques de amostragem possuem dois pistões flutuantes, separadas por cargas de nitrogênio de compensação. Após o preenchimento do tanque com o fluido amostrado, o bombeamento continua, fazendo com que haja sobrepressurização dos fluidos dentro do tanque e compressão da carga de nitrogênio. No momento em que a ferramenta de FSWD é retirada do poço juntamente com a coluna de perfuração até a

superfície, ocorre redução da temperatura da amostra, o que provoca redução na pressão do fluido dentro to tanque. Para manuntenção da pressão da amostra, a carga de nitrogênio expande-se para compensar a perda de pressão dentro do tanque. Assim sendo, quanto maior a temperatura e pressão no fundo do poço, maior será a necessidade de compensação de pressão por nitrogênio. Esta configuração permite que o fluido não libere gás e permaneça em fase única, estando adequado para transporte para os laboratórios PVT.

Os tanques são resistentes a elementos corrosivos, como ácido sulfídrico e dióxido de carbônico, e a ambientes com condições severas de pressão e temperatura: o TesTrak^{TM}, modelo da Baker Hughes, resiste a 20 ksi e 204°C, enquanto o GeoTap^{TM}, da Halliburton, resiste a ambientes com 25 ksi e 150°C.

As informações sobre o tanque que está sendo preenchido, como sua pressão e número de identificação, continuam sendo monitoradas e enviadas para a superfície em tempo real, até que a amostragem termine com fechamento da válvula de entrada no tanque.

O terceiro tipo de sinal é dado quando se deseja a obtenção de múltiplas amostras: nesse caso, a ferramenta realiza a primeira amostragem, mas continua realizando subsequentes procedimentos de limpeza seguidos de amostragem até que a quantidade de amostras necessárias seja atingida.

Após a vedação das válvulas de controle dos tanques, os pistões pneumáticos e o amostrador são recolhidos, permitindo a continuação da perfuração pode continuar. Quando coluna de perfuração for desmontada em superfície, os tanques de amostras podem ser retirados da ferramenta e transportados para laboratórios PVT.

As amostras devem ser obtidas mantendo-se sua configuração monofásica original e com mínima contaminação por fluido de perfuração para garantir que as medições posteriormente realizadas nos laboratórios PVT apresentem resultados realmente representativos do fluido oriúndo do reservatório. A manutenção em fase única sem liberação de gás em solução, por exemplo, permite que sejam corretamente realizadas medições de RGO (razão gás-óleo), ponto de bolha e fator volume de formação (Bo).

Por outro lado, a minimização da contaminação por fluido do *mud cake* e da perda de ácido sulfídrico e dióxido de carbono para a parede dos equipamentos através de corrosão, por exemplo, permite adequada realização de análise composicional do fluido do reservatório. O conhecimento preciso da composição do fluido de reservatório

permite que os equipamentos submarinos sejam dimensionados adequadamente para resistirem tanto à corrosão por gases ácidos, quanto à formação de hidratos e deposição de asfaltenos ou parafinas, problemáticas comuns em reservatórios de águas profundas e ultraprofundas. Também deve ser considerado que tal análise permite a programação de ações corretivas contra o acúmulo de sólidos nos *flowlines* e equipamentos, como injeção de fluidos e operações de *pigging*.

3.2.3. Medição das Propriedades dos Fluidos com FSWD

Nas ferramentas de *Formation Sampling While Drilling,* o módulo de bombeio e medições possui componentes utilizados tanto para realização de testes de pressão, quanto para realização da medição das propriedades físicas do fluido da formação durante a perfuração, enviando os resultados em tempo real para a superfície. Com este fim, tais equipamentos possuem instalados, além dos manômetros utilizados para medição da pressão dos fluidos, os seguintes sensores: um diapasão, utilizado para medição da densidade e viscosidade do fluido; um transdutor acústico, empregado para medição da compressibilidade do fluido e para auxiliar na identificação de contaminantes; um refratômetro, usado para identificação de fluidos e diferenciação entre fluidos de perfuração a base de água e fluidos da formação; e diversos sensores de temperatura (Galvan Sanchez *et al*, 2012; Eiane, 2011; Rundle, 2010).

Para realização da medição da densidade e da viscosidade do fluido *in situ*, a ferramenta da FSWD é equipada com um diapasão piezoelétrico, cujo funcionamento é semelhante aos manômetros de cristais de quartzo. Neste caso, entretanto, o diapasão é constituído por um circuito RLC que se comporta como um ressonador mecânico, que é instalado imerso no fluido amostrado que circula nas linhas de fluxo da ferramenta: nesta situação, o diapasão atua como um oscilador harmônico simples amortecido. Quando a temperatura e a pressão do fluido são conhecidas (neste caso, estes parâmetros são obtidos diretamente dos demais sensores do equipamento), a interação do diapasão com o fluido gera uma impedância que pode ser interpretada como a soma de dois termos: uma proporcional à densidade do fluido e outra proporcional à raiz quadrada do produto entre viscosidade e densidade do fluido. Esta impedância é medida diretamente no equipamento, sendo interpretada em termos de viscosidade e densidade

do fluido (Galvan Sanchez *et al*, 2012; Reittinger, 2008). A figura 15, a seguir, ilustra o sistema do diapasão.

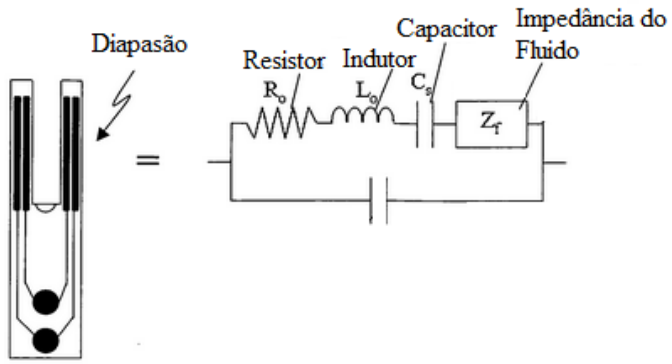

Figura 15 - Esquema elétrico do diapasão piezoelétrico (Adaptado. Reittinger, 2008).

O diapasão piezoelétrico apresenta medições com altíssima precisão. O modelo instalado no TesTrak™, da Baker Hughes, por exemplo, é capaz de medir densidade dos fluidos entre 0,01 e 1,5 g/cm³, com acurácia de 0,01 g/cm³ e resolução de 0,001 g/cm³. Para viscosidade, o mesmo modelo mede de 0,2 a 200 cP, com 0,01 cP de resolução e acurácia de 0,2 cP ou 20% da viscosidade medida, valendo o maior valor entre estes (Rundle, 2010).

Também é instalado, no equipamento de FSWD, um sensor utilizado com o fim de medir com alta precisão a velocidade de propagação do som no fluido. Compõem este sensor um gerador de pulsos e um transdutor acústico.

O transdutor acústico é ligado diretamente às linhas de fluxo do equipamento, através das quais fluem os fluidos amostrados, e mede o tempo de trânsito das ondas sonoras no fluido. Com o valor medido, o equipamento consegue calcular em tempo real a compressibilidade do fluido utilizando-se a equação 9, a seguir, na qual ρ_f é a densidade do fluido e v_s é velocidade do som no fluido medidos em tempo real (Rundle, 2010):

$$C_f = \frac{1}{\rho_f * v_s^2} \tag{9}$$

Além do posto, quando o transdutor emprega altas frequências, a resposta da velocidade do som pode ser medida com alta resolução, tal que podem ser detectadas variações mínimas na contaminação do fluido amostrado. Para o modelo TesTrak™, da

Baker Hughes, este sensor consegue medir entre 500 e 1800 m/s, com acurácia melhor que 1 m/s (Galvan Sanchez *et al*, 2012).

Instala-se ainda no equipamento de FSWD um refratômetro, utilizado para análise ótica dos fluidos amostrados que circulam nas linhas de fluxo da ferramenta. Neste sensor, uma fonte incandescente envia raios de luz branca da através de um cilindro de safira, que foca estes raios no fluido amostrado através de uma janela transparente também de safira.

Um detector constituído por um semicondutor sensível à luz recebe os raios refletidos e calcula, através do ângulo de reflexão e da porcentagem de raios refletidos, o índice de refração do fluido (Galvan Sanchez *et al*, 2012; Eiane, 2011; Rundle, 2010). Este parâmetro pode ser utilizado para identificação do fluido amostrado utilizando-se o gráfico 12, a seguir.

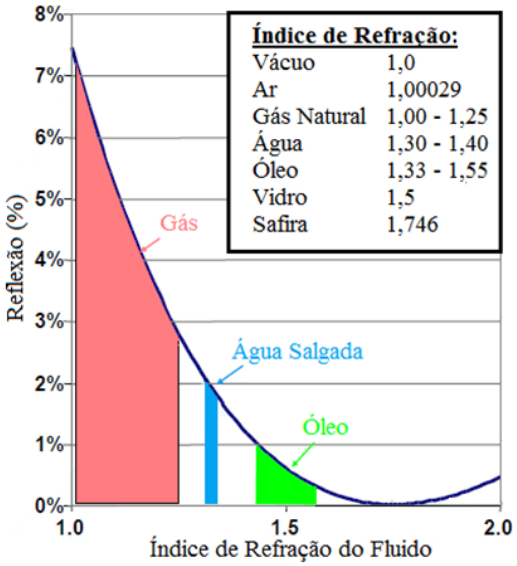

Gráfico 12 - Índice de refração e porcentagem e reflexão de fluidos amostrados, utilizando interface de safira. (Adaptado. Eiane, 2011)

Assim como nos demais sensores, a medição do índice de refração é realizada com alta precisão: no refratômetro instalado no TesTrak^{TM}, da Baker Hughes, o sensor é capaz de medir índices de refração de 1,25 a 1,6, com acurácia melhor que 0,001 e resolução melhor que 0,005 (Galvan Sanchez *et al*, 2012).

São instalados ainda termômetro dentro da ferramenta de FSWD. Tais sensores monitoram com alta precisão as temperatura do fluido amostrado e interna da ferramenta. Tais medições são utilizadas para determinação da razão gás-água (RGA),

para detecção de gás e para medição de condutividade e capacidade térmicas do fluido amostrado. Para o modelo TesTrak™, o equipamento pode medir de -20 a 200ºC , com acurácia de 0,2ºC e resolução de 0,02ºC (Galvan Sanchez *et al*, 2012).

3.3.Conclusões do Capítulo

Após o estudo dos componentes e do funcionamento básico dos equipamentos que empregam as técnicas de *Formation Pressure While Drilling* e *Formation Sampling While Drilling*, ficam evidentes as inúmeras oportunidades de utilização dos mesmos para avaliação de reservatórios em águas profundas e ultraprofundas.

No próximo capítulo, serão realizados dois estudos de caso de aplicação em campo destas tecnologias, que serão posteriormente utilizados para análise crítica da aplicabilidade das mesmas em projetos brasileiros.

4. Estudos de Caso

Apesar de as tecnologias de *Formation Pressure While Drilling* e *Formation Sampling While Drilling* terem sido comercialmente introduzidas na indústria petrolífero nos primeiros anos do século XXI e de sua utilização estar se tornando cada vez mais popular em ambientes de águas profundas e ultraprofundas, onde a utilização de testes por *wireline* é mais restrita (Blanco e Turner, 2011), poucos são os estudos de caso que foram publicados com detalhamento sobre as experiências em campo com ferramentas que empregam estas tecnologias.

Entretanto, com o fim de discutir-se o emprego destes equipamentos nos projetos de avaliação de reservatórios realizados nos campos de águas profundas e ultraprofundas no Brasil, serão apresentados dois estudos de casos de aplicação específica de ferramentas de FPWD e FSWD em campos *offshore*: um em Abu Dhabi, nos Emirados Árabes Unidos, e o outro no Mar do Norte, na costa norueguesa.

A partir das discussões levantadas nesses dois casos, de seus resultados e conclusões, será realizada uma análise crítica acerca da aplicabilidade das tecnologias de FPWD e FSWD para campos *offshore* brasileiros de águas profundas e ultraprofundas, em especial para projetos campos maduros com reservatórios turbidíticos e para projetos de aquisição de dados em campos do Pré-Sal, levando-se em conta as possíveis limitações técnicas e econômicas impostas pelas circunstâncias operacionais destas operações.

4.1. Estudo de Caso 1: Utilização de Formation Pressure While Drilling no Campo Abu Al-Bukhoosh (Abu Dhabi, Emirados Árabes Unidos)

4.1.1. Introdução

O campo petrolífero analisado neste estudo de caso, Abu Al-Bukhoosh, localiza-se a cerca de 180km da costa de Abu Dhabi, capital dos Emirados Árabes Unidos, país árabe localizado no Golfo Pérsico, conforme indicado na figura 16, a seguir. Este estudo basear-se-á nos resultados apresentados no *paper* SPE 117908 (Poirier-Coutansais *et al*,

2008), apresentado no evento "*2008 Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference*".

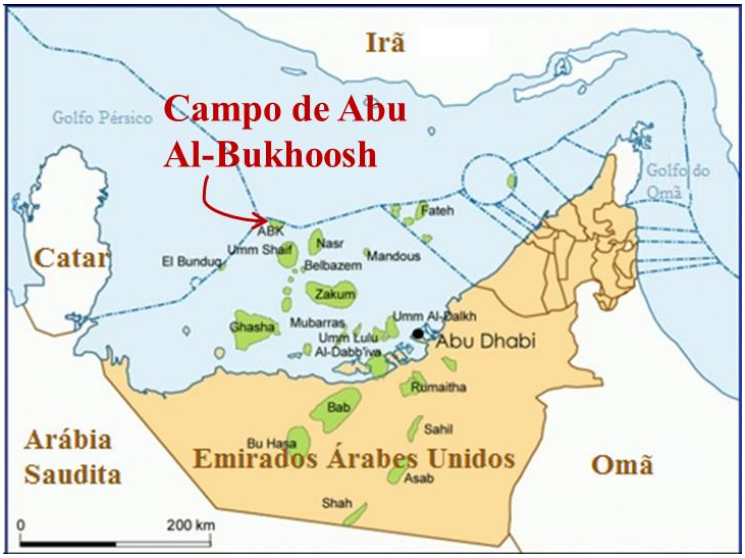

Figura 16 - Localização geográfica do campo de Abu Al-Bukhoosh. (Adaptado. Morton, 2011).

O campo Abu Al-Bukhoosh (também conhecido pela sigla ABK) é um campo carbonático maduro localizado em lâmina d'água rasa, entre 27 e 48 metros (Santos e Floch, 2006). Sua exploração é feita pelo empreendimento conjunto entre a Total ABK (operadora e detentora de 75%) e a Inpex ABK (detentora de 25%). O campo, descoberto no fim dos anos 1950, começou a produzir em julho de 1974, possui quase 40 anos seguidos de produção de petróleo e até 2006 havia produzido aproximadamente 400 milhões de barris de óleo, com fator de recuperação superior a 40% (Total, 2006). Foram utilizados, ao longo da vida produtiva do campo, diversos métodos de recuperação secundária e terciária para atingir este expressivo valor de fator de recuperação, como injeção de água e de dióxido de carbono.

No ano de 2008, novas aplicações métodos de recuperação especial começaram a ser planejados para uma nova fase de redesenvolvimento, planejando-se recuperar as últimas frações de óleo disponíveis. Com o fim de se adquirir dados mais detalhados sobre as condições atuais dos reservatórios a serem perfurados neste redesenvolvimento, foi realizada uma campanha de avaliação de reservatórios. Nesta campanha, a operadora definiu a perfuração de um poço utilizando-se uma coluna com diversos equipamentos de LWD e MWD. Como a operadora também definira como objetivo o baixo custo operacional e obtenção de dados precisos com uma única descida, foi empregada uma

ferramenta de FPWD para realização de testes de pressão e de mobilidade: o modelo StethoScope™, da Schlumberger, foi o escolhido.

Serão apresentados, a seguir, descrições acerca da geologia dos reservatórios do campo Abu Al-Bukhoosh, do planejamento operacional da campanha de avaliação destes reservatórios utilizando o equipamento de FPWD, da execução desta campanha e de seus resultados.

4.1.2. Descrição Geológica

O campo Abu Al-Bukhoosh (ABK) é uma estrutura oval anticlinal, alongada na direção NE-SO (nordeste–sudoeste) e afetada por um extenso corredor de falhas, composto por 59 falhas predominantemente na direção NO-SE (noroeste–sudeste) (Chakravorty *et al*, 2007). Em resultados de perfilagem e testemunhos, é observado extenso fraturamento da formação, sendo 80% das fraturas abertas, fator responsável por grande produtividade dos poços (Pearce *et al*, 2014).

A sequência estratigráfica do campo abrange uma espessa plataforma calcária com depósitos variando do Permiano até o Paleogeno. Os principais minerais observados são calcários, dolomitas e anidritas, com ambientes deposicionais variando de marinhos rasos a supramaré. Neste campo, existem cinco reservatórios petrolíferos, localizados nas seguintes zonas estratigráficas: Cretáceo Inferior, Jurássico Superior (reservatório superior), Jurássico Superior (reservatório inferior), Jurássico Médio e Permiano.

Há três principais reservatórios produtores de óleo no campo ABK, localizados mais superficialmente: são os reservatórios superior e inferior do Jurássico Superior, além do reservatório do Cretáceo Inferior, conforme indicados na figura 17, a seguir (Pearce *et al*, 2014). A campanha de avaliação de reservatórios conduzida neste campo em 2008 constitui-se da perfuração de um único poço que atravessa dois destes reservatórios principais.

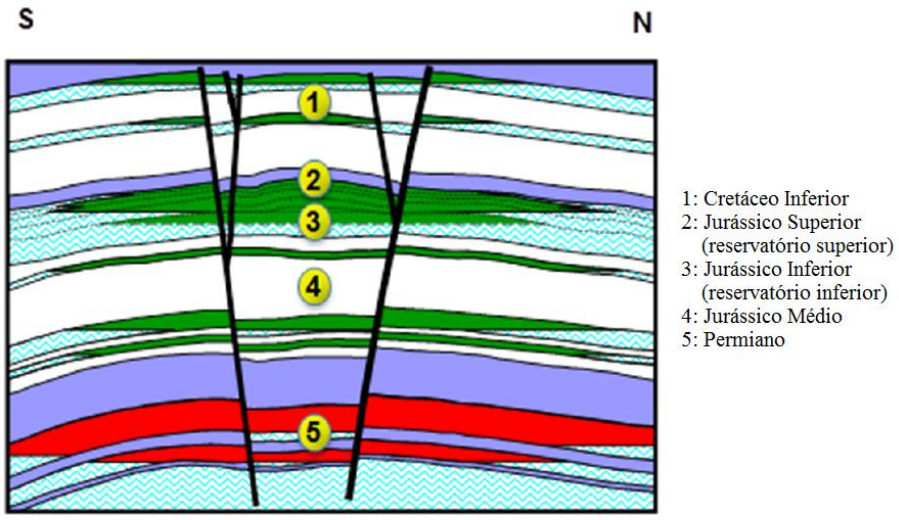

Figura 17 - Esquema do campo Abu Al-Bukhoosh (Chakravorty et al, 2007).

Pearce *et al* (2014) descreveram as características principais dos dois reservatórios atravessados pelo poço, o reservatório do Cretáceo Inferior e o reservatório superior do Jurássico Superior.

O reservatório do Cretáceo Inferior (formação Thamama IV) é composto por 70 metros de rochas-reservatório calcárias, subdivididas três zonas separadas por camadas impermeáveis espessas também compostas de rochas calcárias. Estas três zonas possuem boa porosidade e óleo com grau API próximo a 36,4, mas são bastante heterogêneas no que diz respeito à permeabilidade: há variação de valores próximos a zero até 50 mD, o que constitui um grande desafio operacional. Além disso, possui fraco suporte do aquífero inferior.

O segundo reservatório atravessado pelo poço (reservatório superior do Jurássico Superior, formação Árabe Superior) é composto por 110 metros de rochas-reservatório dolomíticas laminadas separadas por barreiras anidríticas horizontais, além da presença de falhas selantes verticais. No total, há 16 camadas dolomíticas apresentando três tipos de óleo (32 a 40°API) e variadas permeabilidades, sendo a rocha selante uma espessa camada de 60 metros de anidrita. Esta complexidade estrutural faz com os fatores de recuperação sejam mais baixos neste reservatório quando comparados ao reservatório do Cretáceo Inferior.

O planejamento de se atravessar estes dois reservatórios para avaliação de métodos de recuperação avançada está ligado à necessidade de se determinar a mobilidade e a pressão disponível nestas formações, dados estes obtidos através do equipamento de FPWD. Além disso, outras medições de LWD também foram

empregadas para determinação dos contatos óleo-água e dos fluidos que saturam o conteúdo poroso, tendo em vista que óleos pesados e betume haviam sido observados nestes reservatórios.

4.1.3. Planejamento Operacional

O poço a ser perfurado com fins de avaliação do reservatório foi projetado para atravessar as formações Árabe Superior e Thamama IV direcionalmente com seção de 8.½", aproveitando-se de um poço já existente. Para tal, foi recuperado um revestimento *liner* de completação de 7" e abandonado um tubo de drenagem de 6" no fundo do poço. Na profundidade de assentamento do revestimento de 9.5/8", foi instalado um *whipstock*, equipamento em forma de cunha utilizado para desviar o poço em 20º a partir de sua trajetória original.

Com o objetivo de perfurar-se a seção direcional de maneira eficiente e precisa, foi utilizado um *bottom hole assembly* (BHA) composto pelos seguintes equipamentos, fornecidos pela Schlumberger: PowerDrive Xceed (motor de fundo), TeleScope (equipamento de MWD), EcoScope (equipamento de LWD capaz de realizar perfis densidade, resistividade, neutros, espectroscopia e sigma) e StethoScope 625 (equipamento de *Formation Pressure While Drilling*, com diâmetro externo de 6 1/4").

A utilização da ferramenta de FPWD foi escolhida para esta campanha com o objetivo de aquisição de dados válidos de pressão de poros e mobilidade das formações Árabe Superior e Thamama IV. Foi selecionado especificamente este tipo de equipamento ao invés de ferramentas de *wireline* por conta do risco prisão diferencial, dado que a seção a ser avaliada era desviada. Além disso, como a operadora também definira como objetivo a redução de custos, a utilização de FPWD economizaria dois dias de sonda, já que tornaria desnecessárias a descida do equipamento de *wireline* e a realização de uma limpeza do poço antes do assentamento do *liner* de 7".

Os testes realizados pela ferramenta de FPWD foram planejados para serem realizados após a perfuração até a profundidade total, durante a retirada da coluna do poço (*pulling out of hole* – POOH). Esta opção foi feita para permitir tempo suficiente de formação do *mud cake*, o que amenizaria os efeitos de sobrecarga e permitiria a formação de adequado isolamento entre o amostrador da ferramenta e a formação rochosa.

Por conta da heterogenezidade das formações rochosas carbonáticas laminadas, a ferramenta foi pré-programada para realizar testes otimizados, dispensando-se o conhecimento prévio das características específicas de cada formação e do diferencial de pressão. Este teste detecta o diferencial de pressão e a permeabilidade da formação e escolhe automaticamente os valores mais adequados para a taxa de amostragem (taxa de *drawdown*) e para o volume de fluido amostrado.

Também foi planejada a realização das medições com o equipamento de FPWD com circulação de fluidos no poço, caracterizando o teste do tipo *pumps on* (bombas ligadas) e tendo como objetivo a minimização do risco de prisão diferencial da coluna. Além disso, a ferramenta foi orientada a aproximadamente 140° com relação à cabeça do poço, evitando-se assim uma o possível acúmulo de cascalhos que poderia comprometer o isolamento feito pelo *mud cake*. Esta orientação foi planejada para ser realizada abaixo da profundidade de medição, tal que as lâminas estabilizadoras não encostariam na parede do poço, o que também poderia contribuir para comprometimento da estrutura do *mud cake*.

No total, 28 testes foram planejados.

4.1.4. Execução

A execução dos testes com FPWD foi realizada seguindo os parâmetros previamente planejados.

A escolha das profundidades a serem testadas foi feita em conjun to pelos times de petrofísica e perfuração após a interpretação dos dados de perfilagem fornecidos pela ferramenta de LWD. Para minimização do tempo não produtivo, os comandos por telemetria foram enviados para o equipamento durante as operações de posicionamento da ferramenta na profundidade determinada pelo procedimento anterior.

Durante a realização dos testes, com duração de cinco minutos cada, dois engenheiros da Schlumberger ficaram responsáveis pelo acompanhamento das operações: um engenheiro foi deslocado para o *drill floor*, sendo este o responsável por acompanhar o posicionamento da ferramenta na profundidade adequada e o alívio do torque da coluna antes do início do teste; o outro engenheiro foi alocado em uma cabine, onde recebia e analisava em tempo real a qualidade e os resultados dos testes.

Com o fim de controlar a qualidade dos testes, eles foram realizados tanto em condições dinâmicas, conforme havia sido originalmente planejado, quanto em condições estáticas. A ferramenta foi adequadamente orientada a 140° com relação à cabeça do poço, mas em duas oportunidades foi orientada a 50° para testar isolamento do amostrador nessa condição.

4.1.5. Resultados e Discussões

Foram realizados 38 testes, todos realizados com 100% de isolamento entre formação e equipamento. Foram realizados 10 testes a mais do que o planejado por conta de casos de testes secos, testes sem estabilização da pressão e testes repetidos na mesma profundidade para condições com e sem fluxo para garantia da qualidade dos dados. A tabela 2, a seguir, descreve detalhadamente os resultados destes 38 testes.

Tabela 2 - Descrição dos 38 testes realizados por ferramenta de FPWD no campo Abu Al-Bukhoosh.

Descrição	Quantidade	Status	Observação
Dinâmico	27	Bem-sucedidos	-
Dinâmico	4	Mal-sucedidos	Sem estabilização pressão (baixíssima mobilidade).
Estático	2	Bem-sucedidos	Realizados para garantia da qualidade dos dados.
Estático	1	Mal-sucedido	Sem estabilização pressão (baixíssima mobilidade).
N/A	4	Mal-sucedidos	Testes secos. Realizados na formação Árabe Superior.

Todos os 29 testes realizados com sucesso pela ferramenta de FPWD StethoScope apresentaram resultados de pressão perfeitamente alinhados com os valores esperados para o campo ABK, conforme foi reportado pelos autores do estudo. Os autores ainda afirmam que os dados de pressão foram adequados para estabelecimento do nível de depleção e do gradiente de poros dos fluidos.

Apesar de os autores não detalharem estatísticamente o quão acurados foram estes resultados e de não fornecerem quaisquer informações acerca de como foram previstas as pressões para o campo ABK, pela alta relevância do projeto para as perspectivas de investimentos da operadora em métodos de EOR, pode-se inferir que a

afirmação de que os resultados de pressão são compatíveis valida por si só a utilização de FPWD neste campo.

A concordância destes resultados e o fato de eles terem sido obtidos em numerosos testes, realizados em formações com características diversas, são argumentos para se acreditar que a tecnologia de FPWD pode ser aplicável em outros campos também marcados por críticas heterogeneidades em intervalos curtos. Também deve-se destacar que os resultados de pressão foram consistentes mesmo considerando-se a complexidade do campo de Abu Al-Bukhoosh, como a presença diversas litologias, do extenso sistema de falhas e de camadas de sais (anidritas), mesmo que pouco extensas.

O tempo total empregado para a realização dos 38 testes com o equipamento de FPWD foi de 25 horas e 30 minutos. Neste período, além dos 38 testes, foram realizadas três interrupções para repassagem de correlações com os resultados de LWD e uma movimentação de 500 metros da ferramenta entre as formações Árabe Superior e Thamama IV, que durou 1 hora e 45 minutos. Contando-se apenas o tempo destinado para a sequência completa de cada teste, a duração média foi de 10 minutos por teste.

Os resultados da duração das operações de FPWD também podem ser considerados fundamentais tanto para o sucesso desta utilização no campo de Abu Al-Bukhoosh, quanto para perspectivas de aplicação em outros projetos petrolíferos no mundo. Como foram empregados equipamentos de FPWD para aferição da pressão de poros, em vez das tradicionais ferramentas de *wireline*, os autores afirmam que a operadora economizou dois dias em aluguel de sonda, além de terem dispensado a realização de uma operação de limpeza do poço (*cleanout trip*).

Apesar de o campo de Abu Al-Bukhoosh ser localizado em águas rasas, esta economia de dois dias de taxas de aluguel de sonda não pode ser desprezada: para sondas do tipo *jack up*, a economia seria de aproximadamente US$ 200.000; para sondas semi-submersíveis, o valor salvo seria cerca de US$ 600.000. Para águas profundas e ultraprofundas, entretanto, esta economia gerada pela substituição do *wireline* por FPWD seria ainda mais relevante para o orçamento do projeto, tendo em vista a necessidade de se utilizar navios-sonda ou semi-submersíveis de alta profundidade: poder-se-ia economizar de US$800.000 a US$ 1 milhão com essa redução de dois dias de aluguel (Rigzone, fevereiro de 2014).

Os gráficos 13 e 14, a seguir, apresentam dois casos de comparação de testes que foram realizados com os mesmos parâmetros tanto em condições dinâmicas (*pumps on*),

com taxa de circulação de fluidos a 1700 litros por minuto, quando em condições estáticas (*pumps off*).

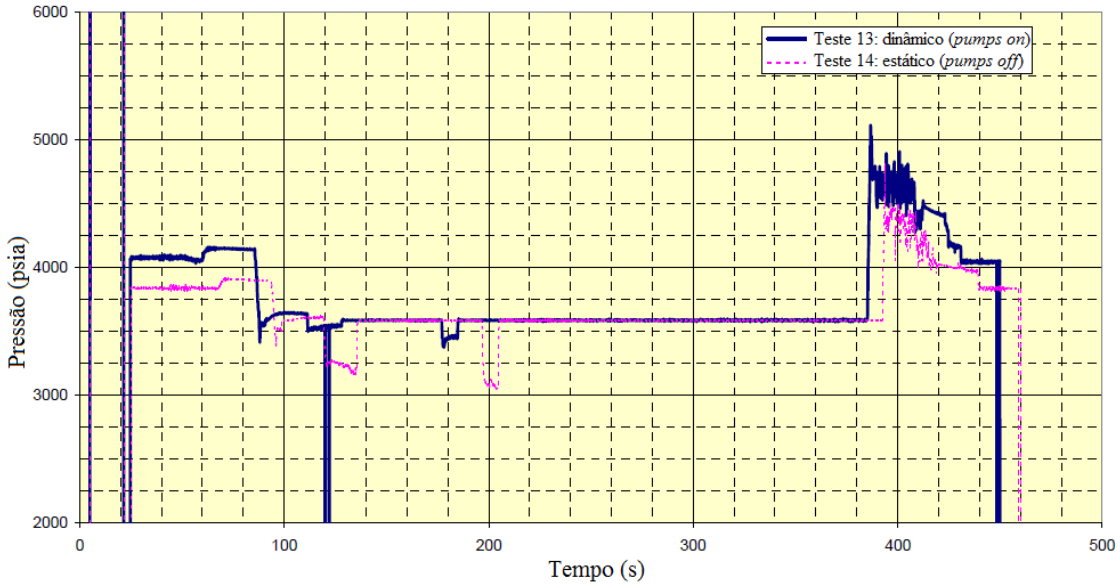

Gráfico 13 - Resultados dos testes de pressão 13 e 14 na formação Árabe Superior, campo Abu Al-Bukhoosh. (Adaptado. Poirier-Courtansais et al, 2008).

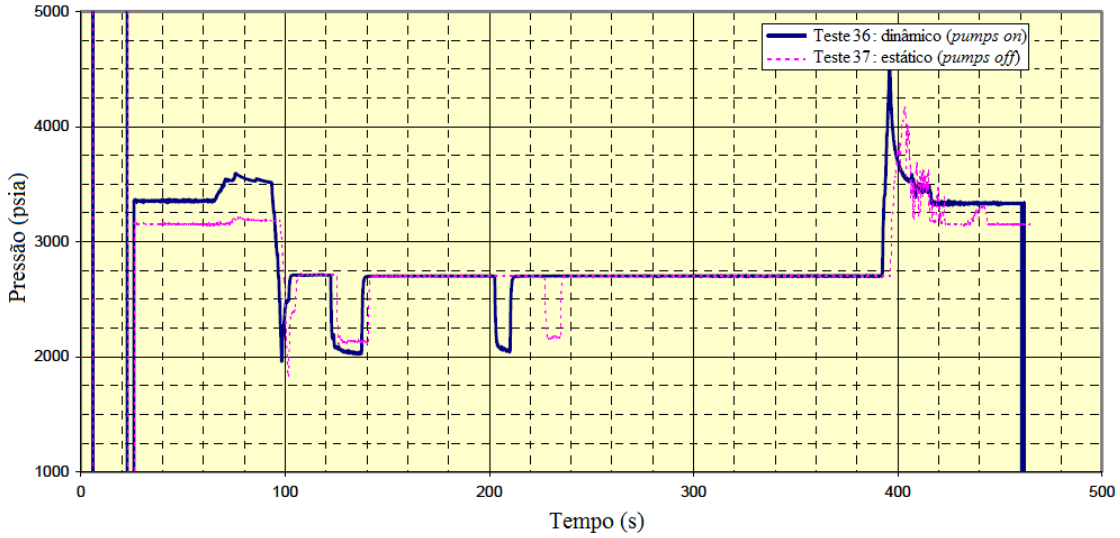

Gráfico 14 - Resultados dos testes de pressão 36 e 37 na formação Thamama IV, campo Abu Al-Bukhoosh. (Adaptado. Poirier-Courtansais et al, 2008).

Em ambas as comparações entre valores medidos em condições dinâmicas e aqueles medidos em condições estáticas, apresentados nos gráficos 13 e 14, nota-se que as estimativas finais da pressão de poros são idênticas: para os testes 13 e 14 (gráfico 13), realizados na formação Árabe Superior, a pressão de poros estimada foi de

aproximadamente 3575 psia; para os testes 36 e 37 (gráfico 14), realizados na formação Thamama IV, a pressão de poros aferida foi de aproximadamente 2700 psia.

Os resultados demonstram que a circulação de fluidos durante a realização dos testes não ocasionou sobrecarga nem outros quaisquer efeitos que causassem medições discrepantes entre os casos dinâmico e estático, tal que o planejamento de realização dos testes somente após a perfuração até a profundidade final foi bem-sucedido.

Contudo, o mesmo não foi observado com os resultados de mobilidade, que apresentaram grandes discrepâncias. Para as medições realizadas na formação Árabe Superior, o teste dinâmico calculou mobilidade de 31,4 mD/cp, enquanto o teste estático indicou mobilidade de 9,64 mD/cp – resultado mais de três vezes menor. Já para as os testes na formação Thamama IV, os resultados também foram discrepantes, porém em menor proporção: o caso dinâmico indicou 7,5 mD/cp, enquanto o estático mediu 8,95 mD/cp. Apesar de os autores não justificarem as discrepâncias nem determinarem qual valor mais correto, deve-se levar em conta estas diferenças quando do emprego da ferramenta em outros campos igualmente complexos.

O gráfico 15, a seguir, compara os resultados de pressão enviados em tempo real para a superfície e os resultados armazenados na memória da ferramenta.

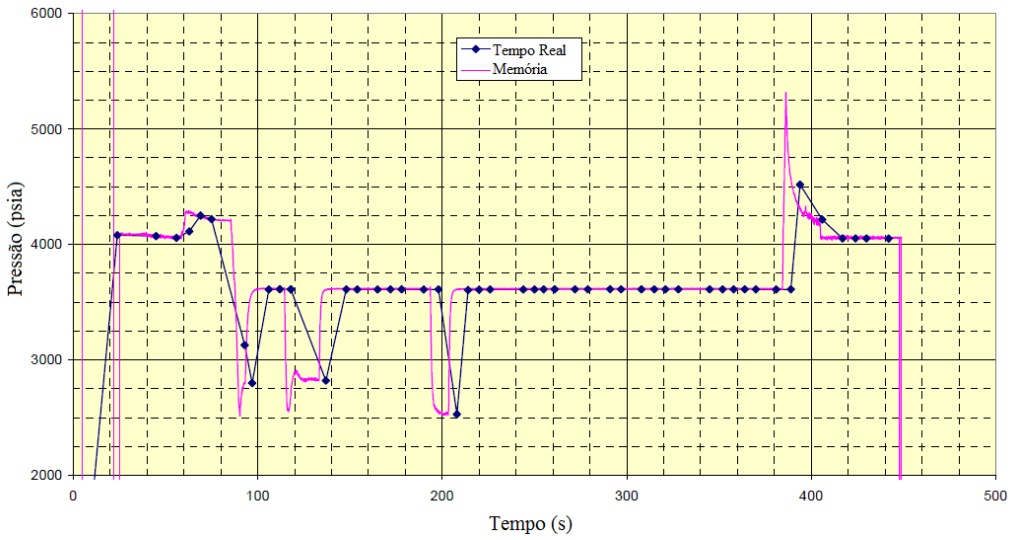

Gráfico 15 - Comparação entre resultados enviados em tempo real e armazenados na memória da ferramenta de FPWD. (Adaptado. Poirier-Courtansais et al, 2008).

Os resultados apresentados no gráfico 15 demonstram que não há diferença significativa entre os dados de pressão de poros enviados em tempo real para análise em

superfície e aqueles armazenados na memória da ferramenta de FPWD: a maior diferença reportada pelo estudo foi de 1 psia.

Paralelamente, os dados de mobilidade também não demonstraram discrepâncias críticas entre os valores em tempo real e aqueles guardados na memória: para baixas mobilidades, os autores do estudo reportaram diferenças mínimas; para mobilidades maiores que 30 mD/cp, a máxima diferença reportada foi de 3 mD/cp.

Este resultado comprova que há alta precisão nos dados de pressão e mobilidade enviados em tempo real desde a ferramenta de FPWD até a superfície através de telemetria.

4.1.6. Conclusões

De maneira geral, a utilização do equipamento de *Formation Pressure While Drilling*, modelo StethoScope 625, pode ser considerada bem sucedida. Apesar de 9 dos 38 testes terem sido considerados mal-sucedidos pelos autores, em nenhum caso a não obtenção de resultados relevantes deu-se por conta de algum tipo de falha ferramenta: em 5 casos, a baixíssima mobilidade da formação impediu que o equipamento conseguisse obter pressão estabilizada dos fluidos amostrados, enquanto nos outros 4 casos nenhum fluido foi amostrado pelo equipamento. Em ambas as situações, a falta de sucesso do teste demonstra apenas a limitação da ferramenta em trabalhos onde a mobilidade é próxima a zero.

Entretanto, mesmo com tal limitação, os autores indicam que o equipamento foi capaz de medir a mobilidade e presssão de poros com alta precisão mesmo em formações que possuem valores abaixo de 5 mD/cp.

Além disso, a concordância entre os resultados de pressão em casos dinâmicos e estáticos mostra que o equipamento não sofre com o efeito sobrecarga, o que permite que os testes sejam realizados em condições dinâmicas sem haver risco de obtenção de medições afetadas pela circulação de fluidos. Por conta da alta qualidade dos resultados nestas medições com bombas ligadas, a ferramenta permite que os testes sejam realizados com maior segurança operacional, já que a circulação dos fluidos minimiza o perigo de prisão diferencial da coluna de perfuração.

Finalmente, pode-se considerar que o emprego do FPWD para aferição da pressão de poros apresenta maior eficiência operacional quando comparado com

equipamentos semelhantes de *wireline*: neste caso, a opção pelo FPWD obteve dados com alta precisão, assim como usual no *wireline*, mas com 100% de sucesso de isolamento e com tempo de execução que economizou dois dias de aluguel de sonda para a operadora.

4.2. Estudo de Caso 2: Utilização de Formation Sampling While Drilling no campo Blaabaer (Noruega, Mar do Norte)

4.2.1. Introdução

A primeira utilização da tecnologia de *Formation Sampling While Drilling* em campos *offshore* foi realizada na porção norueguesa do Mar do Norte, no bloco 34/5, durante a perfuração de um poço pioneiro no campo exploratório Blaabaer (do norueguês "Blåbær"), localizado a aproximadamente 120 km da costa norueguesa (figura 18). Este estudo de caso basear-se-á nos resultados apresentados no *paper* SPE/IADC 140337, apresentado em 2011, na conferência SPE/IADC *Drilling Conference and Exhibition*, realizada em em Amsterdã.

Figura 18 - Localização geográfica do campo Blaabaer.

O campo Blaabaer é explorado pelo empreendimento conjunto entre BG Norge (operadora e dententora de 45%), Wintershall Norge (20%), Petoro (20%) e Premier (15%). Localizado em região de lâmina d'água de 387m, o campo teve seu poço pioneiro (34/5-1S) perfurado em março de 2010 com o objetivo de provar a existência

de petróleo na formação Cook. Posteriormente, o poço sofreu um *sidetrack* para construção de um poço de avaliação (34/5-1A) cujo objetivo também era provar a existência de um reservatório na região, desta vez na formação Statfjord.

O poço pioneiro comprovou a existência de óleo na formação Cook, enquanto o poço de avaliação não localizou óleo na formação Stratfjord. Apesar de ter sido comprovada a presença de petróleo na formação Cook, o poço foi plugueado e permanentemente abandonado para posterior tomada de decisão sobre o desenvolvimento ou não do campo. Até a realização deste trabalho, não houvera produção comercial no campo de Blaabaer.

Serão apresentados, a seguir, uma breve descrição geológica do campo de Blaabaer, além do planejamento operacional da campanha de avaliação destes reservatórios utilizando o equipamento de FSWD e da execução desta campanha. Posteriormente, seus resultados serão apresentados e discutidos.

4.2.2. Descrição Geológica

O campo de Blaabaer localiza-se na porção setentrional do Mar do Norte, na província petrolífera de Tampen Spur, reconhecida por abrigar diversos campos gigantes, como Statfjord, Gullfaks, Snorre e Brent: o campo de Statfjord, por exemplo, já chegou a produzir em seu ápice 800 mil barris de petróleo por dia (Carstens, 2008).

A província de Tampen Spur é um alto estrutural que possui sequência estratigráfica com rochas de eras desde o Jurássico Inferior até o Cretáceo Inferior. As rochas-fonte são do Jurássico Superior, as rochas-reservatório são do Jurássico Inferior e Médio e as rochas selantes são do Cretáceo Inferior. Dentre as formações que compõem a rocha-reservatório, foi perfurada especificamente nesta campanha exploratória a formação Cook, pertencente ao Grupo Dunlin, conforme a sequência estratigráfica mostrada na figura 19, a seguir.

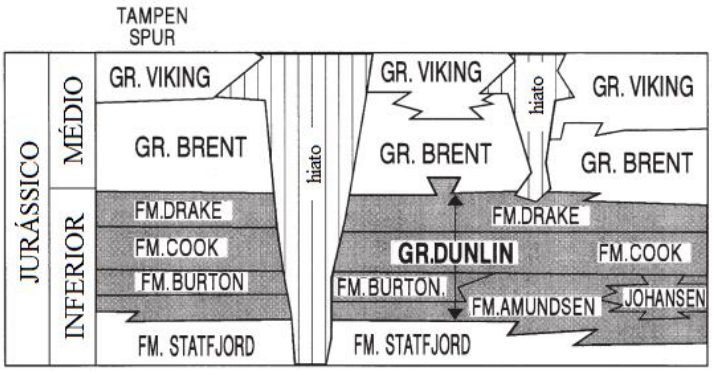

Figura 19 - Sequência estratigráfica da província Tampen Spur (Adaptado. Marjanac e Steel, 1997).

Marjanac e Steel (1997) descreveram as características principais da formação Cook, cujos reservatórios são formados por arenitos oriúndos de ambientes deposicionais marinhos rasos e influenciados por maré. Tais arenitos são compostos por três fácies principais, dentre elas duas apresentando heterogeneidades locais: na porção superior, há lâminas alternadas de arenitos e folhelhos na ordem de centímetros a decímetros; na porção intermediária, também há laminações de folhelhos e arenitos, mas na ordem de milímetros a centímetros; na porção inferior, finalmente, há arenitos limpos. A granulometria dos arenitos da formação Cook varia de fina a grossa.

4.2.3. Planejamento Operacional

A perfuração de um poço pioneiro na formação Cook na região do campo de Blaabaer teve como objetivos a comprovação da presença de petróleo nestas rochas-reservatório areníticas e a determinação das propriedades físicas do óleo, caso sua presença fosse confirmada.

Para tal, foi planejada a utilização de uma coluna de perfuração com diversos equipamentos de LWD, dentre eles o equipamento de *Fluid Sampling While Drilling* GeoTap^{TM}, fornecido pela Halliburton

O planejamento inicial incluia a realização de testes de pressão e mobilidade da formação e, a partir destes resultados, a definição das profundidades onde seriam amostrados os fluidos dos reservatórios. Além da amostragem, também foi programada a realização de medições em tempo real de características como densidade, contaminação e temperatura dos fluidos amostrados. A ferramenta de FSWD foi

instalada com apenas um módulo de tanques, contendo cinco tanques com volume máximo de 1 litro cada.

Foi definido que, para garantia da estabilidade do poço, a duração máxima do bombeamento seria de 40 minutos. Também foi definido que a contaminação mínima a ser atingida antes do envio dos fluidos da formação para os tanques de armazenamento deveria ser de 5%.

Após a utilização do equipamento de FSWD, foi programada uma extensa campanha de *wireline* para obtenção de mais dados da formação Cook.

4.2.4. Execução

O poço pioneiro 34/5-1S começou a foi perfurado até uma profundidade total de 3900 metros (com 3737 metros de profundidade vertical), atravessando a formação Cook e terminando na formação Statfjord. Foi perfurado verticalmente com diâmetro de 17 ½" até a profundidade de 2135 metros, desviado até um máximo de 35 graus utilizando-se uma seção com diâmetro de 12 ¼" e foi finalizado com mais uma seção de 100 metros com seção de 8 ½" (Norwegian Petroleum Directorate, 2010).

No intervalo entre 3688 e 3694,1 metros de profundidade medida, os equipamentos de LWD identificaram na formação Cook a presença de arenitos porosos e de alta mobilidade. Por conta destes resultados, o equipamento GeoTap foi posicionado neste intervalo para realização de testes de pressão e, de acordo com os resultados, de amostragem.

Para os testes de pressão, foram realizadas as sequências padronizadas de ferramentas de FPWD, havendo dois *drawdowns* para investigação e posterior medição da pressão de poros e mobilidade, cujos resultados foram enviados em tempo real para superfície através de telemetria. Os valores medidos fizeram com que o time de superfície decidesse pela amostragem dos fluidos da formação.

A amostragem foi iniciada com vazão de amostragem de 5 cm^3/s e foi decidido que o bombeamento de fluidos não poderia durar mais de 1 hora por conta de fatores de segurança de poço. Imediatamente após o início da amostragem, os valores de pressão, densidade e temperatura do fluido amostrado começaram a ser medidos e enviados em tempo real para a superfície. Um software (FluidXpert®) foi utilizado, em superfície,

para medição em tempo real da contaminação do fluido amostrado utilizando-se os resultados de densidade.

Foram amostrados fluidos nas profundidades medidas de 3688 m, 3690,2 m e 3694,1 m. Não foram realizadas medições de índice de refração, viscosidade, capacitância e resistividade.

Após o término dos testes com o equipamento, a ferramenta foi levada à superfície, tal que as amostras foram enviadas para laboratórios com o fim de realização de análise composicional e os resultados armazenados na memória do equipamento foram plotados e comparados com aqueles obtidos em tempo real.

Posteriormente, o programa de *wireline* foi colocado em prática. Seus resultados, conjuntamente com os provindos do LWD, determinaram que o reservatório possuía petróleo, sendo sua porção inferior (dominada por arenitos limpos) o melhor reservatório, com porosidade média de 20% e saturação de água média de 40%.

Em março de 2010, o poço foi plugueado para a realização de um *sidetrack* com o fim de analisar a formação Statfjord.

4.2.5. Resultados e Discussões

O primeiro teste realizado pela ferramenta de FSWD neste estudo foi referente à medição de pressão de poros e mobilidade da formação, utilizando-se os mesmos procedimentos e sensores presentes em equipamentos exclusivamente de FPWD. Foi realizada uma sequência de dois *drawdowns* e dois *buildups*, um para fase de investigação e outro para fase de medição, com monitoramento da pressão de poros e envio dos resultados em tempo real para a superfície. Junto com estes dados, no caso específico da ferramenta GeoTap™, também são reportados em tempo real dados acerca da qualidade das medições realizadas. Os resultados destes testes são apresentados no gráfico 16, a seguir.

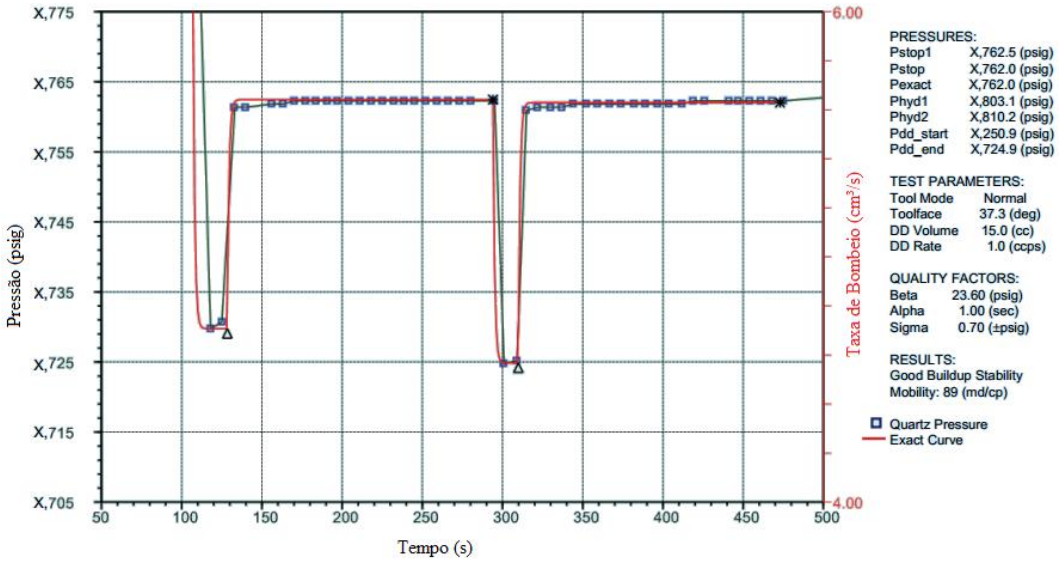

Gráfico 16 - Resultados dos testes de pressão obtidos com ferramenta de FSWD no campo de Blaabaer (Adaptado. Proett et al, 2011).

Os resultados do gráfico 16 demonstram claramente que mais uma vez houve rápida estabilização na pressão de poros aferida pelos sensores de quartzo nas fases de *buildup*. Além disso, o gráfico mostra que a primeira estimativa da pressão de poros, obtida na fase de investigação, é excelente, estando muito próxima da estimativa final: uma rápida análise do gráfico mostra que a diferença entre elas não chega a 1 psig.

O erro médio na pressão aferida foi de 0,7 psig, o que comprova a alta precisão da ferramenta.

Nesta análise, também se chegou ao valor de 89 mD/cp para a mobilidade da formação, confirmando-se as expectativas de que os arenitos da formação Cook possuíam alta mobilidade e de que tinham alto potencial de serem bons reservatórios.

Pode-se considerar, portanto, que os testes de pressão foram novamente bem-sucedidos: houve boa e rápida estabilização nos testes de *buildup*, os dados foram coletados com baixo erro relativo, houve concordância entre as estimativas inicial e final da pressão de poros e os resultados de pressão e mobilidade estavam de acordo com as características previstas. Cabe ressaltar que desta vez o sucesso da ferramenta foi observado em um ambiente menos heterogêneo que aquele observado no estudo de caso 1, entretando com lâmina d'água até 10 vezes maior do que no caso do campo de Abu Al-Bukhoosh.

Após os testes de pressão, iniciou-se a sequência de amostragem e medição de características dos fluidos utilizando-se taxa de amostragem de 5 cm³/s (0,06 litros/min).

Neste estudo foram medidos temperatura, densidade e contaminação percentual dos fluidos amostrados. Os resultados obtidos em tempo real para temperatura e densidade são mostrados no gráfico 17, a seguir.

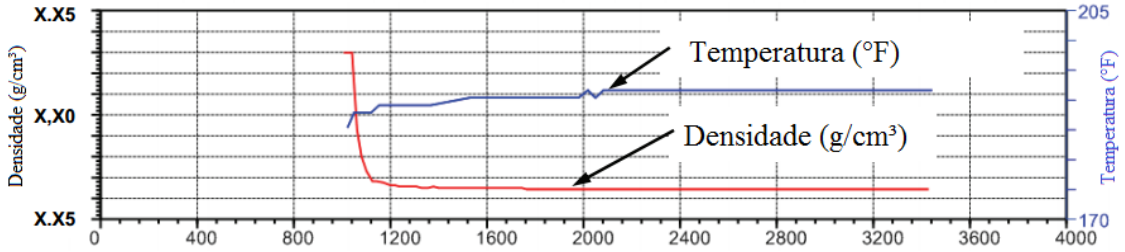

Gráfico 17 - Resultados dos testes de temperatura e densidade obtidos com ferramenta de FSWD no campo de Blaabaer (Adaptado. Proett et al, 2011).

Assim que as medições de temperatura e densidade começaram a ser realizadas, percebe-se rápida estabilização nos valores de densidade, que em poucos segundos caem até aproximadamente 0,25 g/cm³ (conforme reportado no estudo). Já a estabilização da temperatura aferida foi mais lenta, demorando cerca de 18 minutos até atingir o valor final de aproximadamente 191°F (88,3°C). Pode-se considerar, entretanto, que a medição da temperatura foi bem-sucedida, tendo em vista que obteve estabilização dentro do período máximo para duração da fase de amostragem, que fora pré-definido em 40 minutos.

Por outro lado, os resultados de densidade, mesmo estabilizando-se mais rapidamente próximo ao valor de 0,25 g/cm³, devem ser analisados com mais cuidado. A curva de contaminação com dados de densidade em tempo real e a curva ajustada pelo FluidXpert, apresentadas desdo o início do bombeio de fluidos para amostragem, são mostrados no gráfico 18, a seguir.

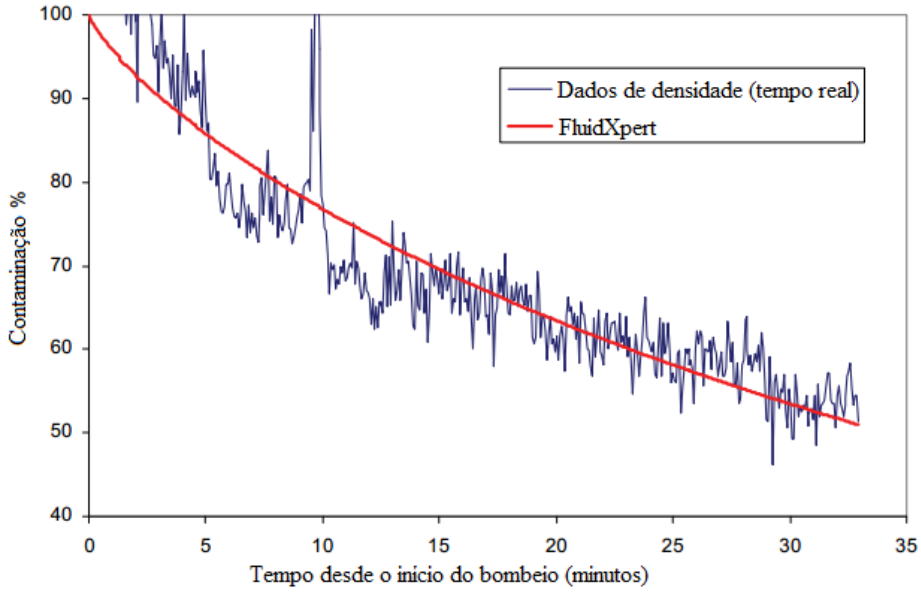

Gráfico 18 - Curvas de contaminação das amostras obtidas com ferramenta de FSWD no campo de Blaabaer (Adaptado. Proett et al, 2011).

As medições de denside são utilizadas com ajuda do *software* FluidXpert principalmente para acompanhamento da taxa de contaminação dos fluidos amostrados, de tal maneira que o fluido deve ser circulado na ferramenta até atingir os valores mínimos de contaminação pré-estabelecidos no projeto antes de ser desviado para armazenamento nos tanques do equipamento. Neste estudo, foram armazenadas amostras aos 10 minutos e aos 34 minutos, quando o teste alcançava seu limite máximo de duração.

Foi realizada uma amostra aos 10 minutos, quando a taxa de contaminação era prevista em 75% (em peso) pela curva ajustada, somente com fins de medição da precisão deste ajuste. A segunda amostra, realizada aos 34 minutos de teste, possuía contaminação prevista de 50%.

Após o fim das operações de amostragem com o equipamento de FSWD, a coluna de perfuração foi trazida para a superfície e desmontada, tal que a ferramenta GeoTap foi retirada da coluna. Neste momento, os tanques de armazenamento foram retirados do equipamento e enviados para um laboratório independente realizar análise composicional das amostras. Este laboratório determinou que a primeira amostra possuía contaminação de 70% em peso, enquanto que a segunda amostra possuía 52% de contaminação.

Quando se compara a estimativa da taxa de contaminação obtida em tempo real com os valores reais obtidos em laboratório, pode-se concluir que as estimativas foram

suficientemente precisas: para a amostra obtida com 10 minutos, o erro relativo foi de 7,1%; para a amostra obtida com 34 minutos, o erro relativo foi de 3,8%.

Entretanto, deve-se levar ressaltar que a segunda amostra, realizada no limite máximo de duração do teste, não conseguiu atingir a contaminação mínima de 5% em peso estipulada previamente no projeto. De fato, a curva ajustada pelo FluidXpert determinou que a taxa mínima de contaminação (5%) só seria alcançada com 55 minutos de bombeamento, ou seja, 15 minutos a mais do que o limite pré-definido para o teste.

Assim sendo, conclui-se que esta amostra não pode ser considerada representativa das propriedades originais dos fluidos da formação, tal que seu uso para análise composicional do petróleo e determinação de suas propriedades principais pode ser considerado inadequado. Apesar disto, os autores do estudo consideram que o procedimento de amostragem foi bem-sucedido, já que seu principal objetivo era comprovar a existência de petróleo nos arenitos da formação Cook.

Apesar de a operadora não ter definido previamente nenhum objetivo de utilização dos resultados do FSWD para otimização da trajetória do poço 34/5-1S, os autores do estudo de caso em questão identificaram esta oportunidade para outros projetos semelhantes.

Usualmente, em operações cuja avaliação de reservatórios é programada para ser realizada com *wireline*, planeja-se a perfuração de poço pioneiro direcional com baixo ângulo (até 50 graus). Após a realização de testes de pressão, PVT, amostragem, resistividade e densidade, entre outros, o poço é plugueado até sua seção vertical, de onde parte um *sidetrack* para construção de um poço de desenvolvimento.

A oportunidade identificada pelos autores diz respeito à substituição deste procedimento pela construção de um poço direcional incialmente com alto ângulo (até 82 graus), com modificação no ângulo nas proximidades do reservatório para interceptação da formação alvo. Neste caso, a avaliação de reservatórios pode ser realizada por LWD e FSWD em substituição ao *wireline* e o poço só seria plugueado em sua porção final para realização do *sidetrack*. A figura 20, a seguir, esquematiza esses dois cenários.

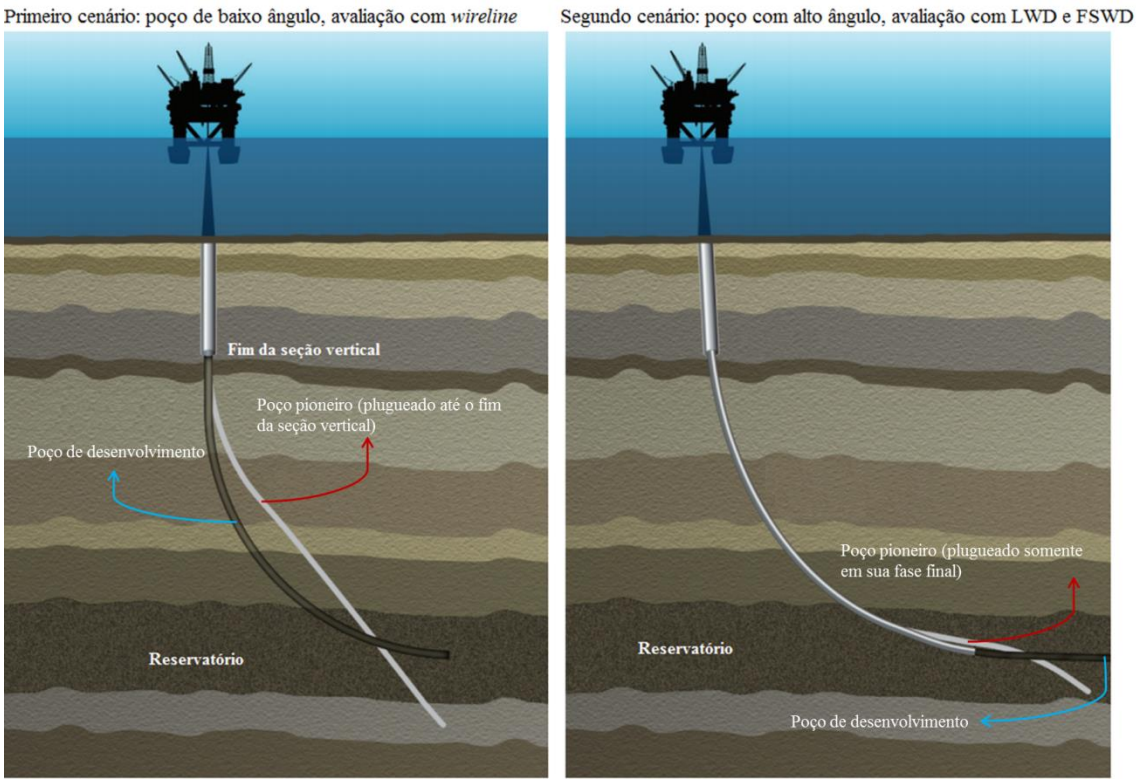

Figura 20 - Comparação entre dois cenários sintéticos de perfuração para avaliação de reservatórios (Adaptado. Proett et al, 2011).

4.2.6. Conclusões

Para os propósitos da empresa operadora do campo de Blaabaer, a construção do poço pioneiro 34/5-1S e a avaliação dos reservatórios areníticos da formação Cook utilizando-se *Formation Sampling While Drilling* podem ser consideradas bem-sucedidas, já que de fato foi comprovada a existência de petróleo nestes reservatórios.

Além disso, os resultados operacionais das campanhas de testes de pressão também foram bem-sucedidos, tendo em vista que não foi registrada nenhuma falha dos equipamentos de FSWD. Para estes testes, não houve nenhum problema de selagem nem de testes secos: os testes de *buildup* atingiram boa estabilização, conseguindo medir valores adequados para pressão de poros e mobilidade da formação.

Com relação aos testes de amostragem, os resultados podem ser considerados parcialmente bem-sucedidos. Apesar de a ferramenta de FSWD novamente não ter registrado nenhum tipo de falha mecânica ou operacional, de ter comprovado que há petróleo na formação Cook e de ter atingido bons valores para temperatura e contaminação das amostras, o equipamento não conseguiu extrair e armazenar amostras

que representassem significativamente os fluidos que permeiam o reservatório analisado. Embora isto tenha sido causado por uma restrição de segurança do projeto e não tenha de modo algum atrapalhado a detecção do óleo no reservatório, é válida a afirmação de que a ferramenta de FSWD em si falhou na obtenção de amostras puras e representativas, que é um de seus principais objetivos.

Finalmente, os autores do estudo de caso reconheceram o potencial de utilização da ferramenta de FSWD para a otimização da trajetória de poços pioneiros, o que será mais profundamente discutido a seguir.

4.3.Análise Crítica: Aplicabilidade de FPWD e FSWD a Projetos Brasileiros

Após a realização da discussão dos principais desafios usualmente encontrados na avaliação de reservatórios em campos de águas profundas e ultraprofundas, da descrição do funcionamento de duas inovadoras tecnologias desenvolvidas para mitigação destes desafios (*Formation Pressure While Drilling* e de *Formation Sampling While Drilling*) e do estudo de dois casos reais de aplicação destas tecnologias, nos campos marítimos de Abu Al-Bukhoosh (Emirados Árabes Unidos) e Blaabaer (Noruega), será realizada nesta seção uma análise crítica acerca da aplicabilidade destas técnicas para os projetos brasileiros desenvolvidos em tais ambientes.

Será dado foco especial nas oportunidades de utilizá-las em campanhas de avaliação de reservatórios turbidíticos em campos maduros e de reservatórios carbonáticos lenticulares dos campos no Pré-Sal. As discussões serão divididas em tópicos que abrangerão as principais oportunidades para o emprego de FPWD e FSWD nestes campos, levando-se em conta os desafios de avaliação de reservatórios discutidos na revisão bibliográfica. Tais desafios operacionais serão agora analisados sob uma ótica mais crítica considerando-se limitações e aplicações de ordem técnica e econômica que as características destes campos podem impor à utilização destas tecnologias.

A análise crítica será baseada principalmente nos resultados de desempenho destes equipamentos nos dois estudos de caso anteriormente discutidos, mas resultados de outros estudos práticos também serão mencionados e debatidos de maneira a auxiliar e enriquecer as discussões.

4.3.1. Aplicabilidade a Campos com Alta Heterogeneidade na Permeabilidade

A existência de reservatórios com alta heterogeneidade na permeabilidade (e, portanto, na mobilidade) em formações turbidíticas em águas profundas e ultraprofundas foi detalhadamente descrita na revisão bibliográfica.

Em depósitos de preenchimento de canal (*channel-fill complexes*), por exemplo, há a ocorrência de reservatórios lenticulares com alta complexidade morfológica, caracterizados por múltiplos e pequenos compartimentos areníticos. Tais lentes possuem alta heterogeneidade na permeabilidade não só por conta de possíveis características morfológicas, mas também pela complexa interconexão entre estas lentes areníticas.

Já nos depósitos com estratificações finas (*thin-bedded*), também representativos de turbiditos, há a ocorrência de feições com grandes volumes lamosos e outras com mistos de areia-lama, que também caracterizam variações locais na permeabilidade.

Tais características são especialmente válidas para os campos brasileiros maduros localizados áreas com alta profundidade. Entretanto, deve-se ressaltar que essas heterogeneidades também estão sendo reconhecidas nos campos do Pré-Sal que começaram a ser explorados mais recentemente: apesar de os reservatórios desta região serem carbonáticos, também são encontradas feições lenticulares.

Assim sendo, há evidentes oportunidades de utilização de equipamentos de *Formation Pressure While Drilling* não só para avaliação de reservatórios em campos maduros, mas também para avaliação dos campos pouco desenvolvidos.

O interesse de se obter pressão de poros e mobilidade para os reservatórios maduros pode ser justificado pela necessidade de se determinar sua depleção e contatos de fluidos de maneira precisa e atualizada. Tais parâmetros, quando combinados com curvas de histórico de produção e modelos estáticos do reservatório, são úteis para criação de modelos dinâmicos de pressão do reservatório, assim permitindo maior conhecimento acerca dos sistemas produtivos do campo para planejamento estratégico de investimentos em projetos de redesenvolvimento ou de aplicação de métodos de recuperação especial (*Enhanced Oil Recovery*).

Para os campos do Pré-Sal, a determinação destas características em tempo real auxiliariam tanto na segurança operacional da perfuração, quanto no próprio planejamento estratégico para o desenvolvimento do campo, contribuindo para criação

de modelos estáticos do reservatório e para previsão da produtividade potencial, dentre outros.

Diante deste cenário, o Estudo do Caso 1, acerca da utilização bem-sucedida de equipamento de FPWD para avaliação de reservatórios carbonáticos maduros heterogêneos no campo de Abu Al-Bukhoosh, mostrou que há grande potencial de se utilizar a mesma tecnologia para os campos brasileiros localizados em águas profundas e ultraprofundas que também apresentem características heterogêneas.

Os resultados do referido estudo mostraram a eficiente sensibilidade do equipamento às heterogeneidades locais das formações Thamama IV e Árabe Superior, que apresentam variações críticas na permeabilidade, flutuando entre 0 e 50 mD em profundidades afastadas na ordem de metros: a ferramenta obteve sucesso na aferição de mobilidade e pressão de poros tanto em intervalos de alta e baixa mobilidade. Além da alta precisão dos manômetros de quartzo instalados na ferramenta, tal sucesso pode ser explicado por outros dois fatores principais: a utilização de testes inteligentes pré-programados e o reduzido tamanho do amostrador.

Os testes inteligentes foram identificados como de crucial relevância para o sucesso destas operações por permitir a realização de eficientes e acuradas medições sem o prévio conhecimento do *overbalance* e da mobilidade da formação. Antes da implementação destes testes inteligentes, era necessária a utilização de estimativas da mobilidade da formação na programação das sequências de testes de FPWD, o que representava fonte de incerteza e provocava ocorrência de testes mal-sucedidos, nos quais não ocorria estabilização do *buildup*.

O mesmo fenômeno também foi identificado por Blanco e Turner (2011), que demonstraram que os testes inteligentes permitiram a obtenção de medidas de mobilidade na extremamente heterogênea formação Wilcox, em águas ultraprofundas do Golfo do México. Adicionalmente, pode-se concluir que a eliminação destes testes falhos baseados em conjecturas também reduz o tempo sem produção (*Non-Productive Time*).

O tamanho reduzido do amostrador do equipamento de FPWD também demonstrou ser de grande valia nestes estudos especificamente para determinação de heterogeneidades locais, já que o diâmetro do tubo amostrador é da ordem de centímetros. Comparativamente, os equipamentos de *wireline* que realizam mini-*Drill Stem* Tests, também usados com o fim de testar a formação, são usualmente empregados com o isolamento do poço na ordem de três pés (aproximadamente 1 metro), enquanto

testes de poços (*drawdown* e *buildup*) são realizados com obtenção de fluxo de todo o intervalo produtivo do poço (ordem de dezenas a centenas de metros) (Ayan *et al*, 2001). Dentre estes, somente o procedimento adotado pelo FPWD pode ser considerado adequado para representar heterogeneidades locais.

Adicionalmente, inúmeros são os estudos que comprovam que os resultados obtidos por FPWD, realizados tanto em formações heterogêneas e homogêneas, apresentam qualidade comparável aos obtidos pelos métodos de *wireline*: dentre eles, os próprios estudos de caso analisados ou citados neste trabalho, como Blanco e Turner (2011), que estudaram o Golfo do México; Proett *et al* (2010), que analisaram o Mar do Norte; Poirier-Courtansais *et al* (2008), que realizaram estudos no Golfo Pérsico; e Araújo *et al* (2007), que aplicaram a tecnologia na Bacia do Espírito Santo (Brasil).

De fato, para os casos onde ocorreu algum tipo de insucesso nas operações medições, como no Estudo de Caso 1 (Campo de Abu Al-Bukhoosh), estas falhas ocorreram por conta de erros de projeto, que provocaram a utilização da ferramenta em áreas de mobilidade próxima de zero ou secas. Evidentemente, estas falhas operacionais devem ser levadas em conta quando do desenvolvimento de estudos da viabilidade técnica do uso de FPWD em qualquer tipo de ambiente ou magnitude de projeto, mas cabe ressaltar que os referidos insucessos não foram causados pelo fato de as formações serem caracterizadamente heterogêneas ou homogêneas.

Nenhum dos fatores principais que determinam a aplicabilidade da medição de pressão de poros e mobilidade através de FPWD é, portanto, influenciado pela distribuição de heterogeneidades da permeabilidade na formação. Baseando-se nos resultados obtidos no Estudo de Caso 1 e em outros casos de sucesso relatados no Golfo do México por Blanco e Turner (2011), é válida a conclusão de que não há nenhuma limitação para utilização das ferramentas de FPWD que impossibilite a acurada avaliação de reservatórios heterogêneos nos campos brasileiros.

4.3.2. Aplicações para Otimização na Construção de Poços e de Operações de Perfuração

A confiabilidade de resultados provenientes de medições de pressão de poros é fundamental para a eficiente e segura construção de poços em campos com profunda lâmina d'água. A realização campanhas de avaliação de reservatórios inovadoras, capazes de fornecer acurados resultados em tempo real utilizando-se de equipamentos

como o FPWD, é imperativa na construção de conhecimento que contribua para mitigação de problemáticas usualmente encontradas nesses ambientes, tais como: estabilidade de poço, poços HP-HT (alta pressão e alta temperatura), poços com alto diferencial de pressão (*overbalance*) e perfuração através de formações salinas. Além disso, a utilização destes resultados em tempo real também contribui para a criação de projetos mais adequados e para otimização do tempo de sonda, com consequente redução dos custos operacionais de aluguel de sonda.

Tais desafios são ainda mais críticos para poços pioneiros perfurados em localidades de lâminas d'água profundas e ultraprofundas, para os quais a utilização de dados de correlação de outros poços para estimativas antes de perfuração é geralmente limitada por conta do isolamento da região ou de suas características locais muito específicas.

Especificamente no Brasil, este contexto é especialmente encontrado nos recentes e numerosos projetos de construção de poços em regiões nos campos do Pré-Sal, para os quais muitas das características operacionais são inéditas no cenário brasileiro. Entretanto, também existem oportunidades de realização de novas perfurações em águas profundas e ultraprofundas, tanto de poços pioneiros em formações pós-sal, quanto de poços de desenvolvimento em campos maduros.

Diante deste cenário, são reais e numerosas as oportunidades de aplicar-se a tecnologia de *Formation Pressure While Drilling* para de avaliação dos reservatórios nos projetos brasileiros.

Nos projetos brasileiros, assim como nos demais casos de perfuração em águas profundas e ultraprofundas, pode-se identificar o risco de prisão diferencial da coluna de perfuração por conta do diferencial de pressão existente entre o poço e a formação rochosa. Entretanto, especialmente no caso do Pré-Sal brasileiro, este desafio é potencialmente mais crítico por conta da possibilidade de ocorrência de regressões na pressão de poros causadas após a espessa camada de sal. Este fenômeno, já observado e documentado no Golfo do México (Weatherl, 2010), pode provocar regressões críticas na pressão de poros, que pode cair de 15ppg para 10 ppg, conforme se observa no gráfico 19, a seguir.

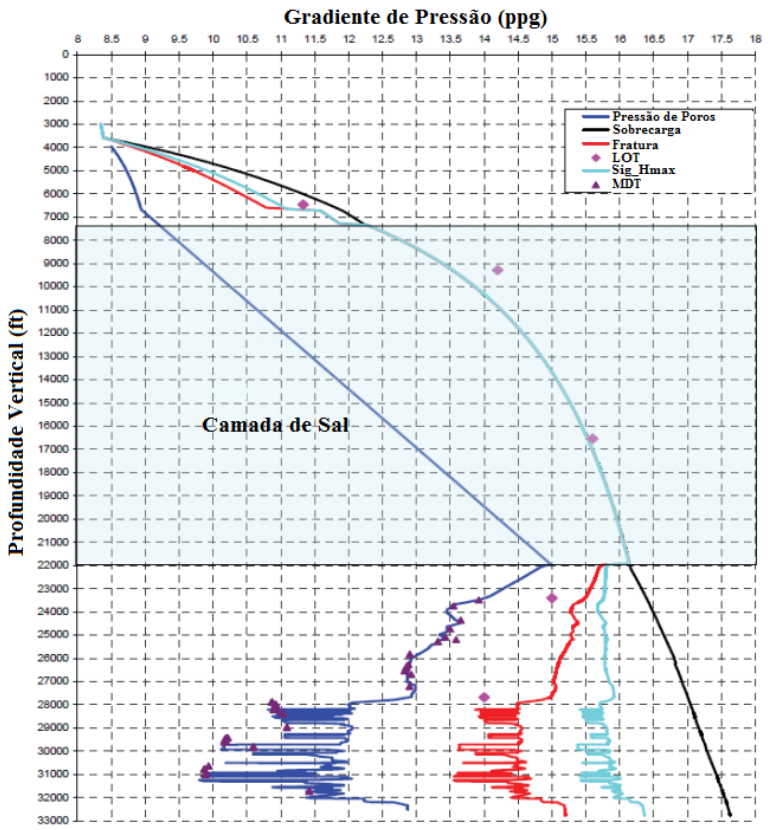

Gráfico 19 - Janela operacional de um poço no Golfo do México mostrando regressão da pressão de poros de 15 a 10 ppg (Adaptado. Blanco e Turner, 2011).

Neste caso, tamanha regressão na pressão de poros pode fazer com que ocorra grande diferencial de pressão por conta da necessidade de se utilizar fluido de perfuração com peso suficiente para manter estabilidade do poço: no caso do poço apresentado no gráfico 19, por exemplo, o diferencial de pressão medido pela ferramenta de FPWD foi de 6300 psi (Blanco e Turner, 2011).

Operacionalmente, o alto diferencial de pressão também pode causar problemas no funcionamento do equipamento de FPWD por gerar a necessidade de estabelecimento de taxa de *drawdown* que seja capaz de superar o diferencial de pressão e de promover comunicação hidráulica entre equipamento e formação.

Conforme discutido nos estudos de caso realizados neste trabalho, a utilização do equipamento de FPWD para avaliação de formações com foi bem-sucedida no que diz respeito a não ocorrência de prisão diferencial da coluna e do equipamento, tendo em vista que não foi relatada nenhuma ocorrência deste problema e que nenhuma das medições falhas registradas o tiveram como possível causa. Entretanto, cabe ressaltar que o máximo diferencial de pressão medido no Caso 1 (campo de Abu Al-Bukhoosh)

foi de 1000 psi, enquanto no Caso 2 (campo de Blaabaer) foi registrado no máximo 1400 psi.

Desta maneira, pode-se concluir que os resultados observados nos estudos de caso discutidos não podem ser considerados como definitivos quanto à possibilidade de aplicação de FPWD em campos com alto diferencial de pressão, como nos esperados para o Pré-Sal. Contudo, nos estudos do Golfo do México realizados por Blanco e Turner (2011), foram registrados empregos bem-sucedidos destes equipamentos mesmo no caso de alto diferencial de pressão, desde que observadas algumas boas práticas operacionais, como utilização de fluido a base de óleo, utilização de teste com bombas desligadas (*pumps* off) e acompanhamento constante de torque e arraste. Apesar de sugerirem boas perspectivas para o Brasil, o exemplo vindo destes casos deve ser detalhada e especificamente analisado antes de se alcançar conclusões mais definitivas.

Deve-se reconhecer também a grande oportunidade de se utilizar o FPWD para identificação e medição em tempo real da ocorrência destas regressões no gradiente de poros observadas nas camadas inferiores aos depósitos salinos. Além da regressão, outro relevante fator que pode ser acompanhado em tempo real pelo FPWD é a existência de zonas de desequilíbrio de pressão causadas por transferência lateral de tensão causada pela movimentação dos corpos salinos. Nesse sentido, as medições de realizadas pelo FPWD podem ser utilizadas para calibração de modelos de previsão de pressão de poros, o que é fundamental em zonas com janelas operacionais estreitas.

Este procedimento não foi necessário nos casos dos campos de Abu Al-Bukhoosh e Blaabaer, já que nessas regiões não foram encontradas extensas formações salinas no intervalo perfurado. Entretanto, Blanco e Turner (2011) reportaram que uma grande operadora valeu-se com sucesso desta aplicação para atualização de seus modelos de previsão de pressão de poros em operações realizadas no Golfo do México, com grande profundidade e abaixo de espessas camadas de sal.

Este caso em particular não é apresentado detalhadamente, mas é de se esperar que a mesma aplicação seja viável para o Pré-Sal brasileiro, tendo em vista que não foram reportados outros desafios causados pela camada para operação do equipamento de FPWD além do elevado diferencial, discutido anteriormente.

Além do diferencial de pressão, outra característica crítica observada dos poços perfurados para avaliado reservatórios em águas profundas e ultraprofundas brasileiras é a alta pressão no fundo do poço a qual o equipamento de FPWD é submetido durante sua operação. No Golfo do México, por exemplo, onde também ocorrem operações a

profundidades de lâmina d'água de até 9000 pés (aproximadamente 2743 metros) (Blanco e Turner, 2011), a pressão de operação no fundo do poço pode atingir valores entre 25.000 e 30.000 psi, dependendo do peso do fluido de perfuração utilizado.

Em ambos os estudos de caso analisados neste trabalho, a lâmina d'água era rasa quando comparada com as encontradas para projetos no Golfo do México e no Brasil, não havendo resultados para gerar discussões mais detalhadas. Entretanto, uma breve análise das especificações dos modelos comerciais StethoScope™ (Schlumberger), TesTrak™ (Baker Hughes) e GeoTap™ (Halliburton) mostra que nem todas estas ferramentas são atualmente dimensionadas pelos seus fabricantes para operação nestas condições, conforme apresentado na tabela 3, sendo necessárias melhorias neste sentido antes do emprego em profundidades com pressões tão elevadas.

Tabela 3 - Especificações operacionais de ferramentas de FPWD.

Modelo	Fabricante	Máximo Diferencial de Pressão	Máxima Pressão Externa
StethoScope	Schlumberger	6000 psi	25.000 psi
TesTrak	Baker Hughes	8700 psi	25.000 psi
GeoTap	Halliburton	4500 psi	18.000 psi

Outra oportunidade de aplicação de FPWD para otimização da construção de poços em projetos de águas profundas brasileiros está relacionada a possíveis melhorias no *design* e na trajetória de poços pioneiros e de desenvolvimento.

Conforme discutido no estudo casos 2 (campo de Blaabaer), a grande oportunidade de utilização de FPWD para poços desviados relaciona-se com a capacidade de perfurar-se com alto ganho de ângulo logo após o término da seção vertical. Este procedimento, que seria impraticável com o uso de *wireline*, deve-se a capacidade das ferramentas de FPWD de operarem com maior *dogleg severity*.

De acordo com as discussões realizadas acerca do campo de Blaabaer, a utilização do FPWD para avaliação de reservatórios em uma primeira fase de poço pioneiro com alto ângulo direcional permitira que apenas uma curta seção final deste poço fosse posteriormente abandonada para realização de um *sidetrack* com fins de desenvolvimento. Tal procedimento não só seria operacionalmente mais simples e veloz

de ser realizado, como ainda contribuiria para redução de custos com menor seção abandonada e com aluguel de sonda.

Apesar de os poços estudados nos casos 1 e 2 terem sido construídos tal como foram originalmente projetados, outros estudos mostraram que os resultados obtidos com o FPWD podem ser utilizados também para melhorias a serem aplicadas durante a própria construção do poço.

Agrawal *et al* (2011), por exemplo, relataram o caso de um poço perfurado na costa da Índia em região com lâmina d'água 2542 metros. O projeto deste poço previa a perfuração de uma seção com 12 ¼" para avaliação de um primeiro reservatório alvo e posterior aumento da seção e descida de revestimento e 20", assentando-se uma sapata ao fim deste primeiro alvo e prosseguindo-se a perfuração com seção de 14 ¾" para alcançar o alvo seguinte a ser avaliado. Entretanto, conforme foi reportado pelos autores, a utilização dos resultados em tempo real obtidos com FPWD permitiu a identificação de que a pressão de poros nestes intervalos era inferior àquela prevista originalmente. Com este resultado, a companhia optou por prosseguir com a seção de 12 ¼" até o fim do segundo alvo, tornando as operações mais simples e provocando economia de sete dias de sonda.

Para ambas as oportunidades, pode-se concluir que os mesmos procedimentos podem ser aplicados para os projetos brasileiros análogos, já que para estas aplicações da ferramenta de FPWD o sucesso da operação novamente foi relacionado com as especificações intrínsecas dos equipamentos, como seu *dogleg severity* e sua capacidade de envio de dados em tempo real para tomada de decisão.

De qualquer maneira, como pôde ser observado com os estudos de casos 1 e 2 e com a análise de outros casos de aplicação em campo de ferramentas de FPWD, a grande vantagem do emprego desta tecnologia nos campos brasileiros seria inegavelmente sua implicação econômica para o custo do projeto de perfuração. Cabe ressaltar que a mesma oportunidade foi prevista para os casos de aplicação em formações altamente heterogêneas.

Para o caso do campo de Abu Al-Bukhoosh, a utilização do FPWD para medições de pressão em substituição ao similar disponível em *wireline* obteve resultados de alta qualidade e economizou para o consórcio operador do projeto dois dias de aluguel de sonda. Assumindo-se diária de aluguel para navios-sonda para águas profundas em US$ 500 mil, conforme diária média reportada pelo portal *RIGZONE* em fevereiro de 2014, a economia poderia alcançar até US$ 1 milhão. Além disso, neste

caso em particular, essa redução também foi considerada um grande sucesso para o projeto, já que uma de suas diretrizes era justamente a realização de avaliação dos reservatórios com custos reduzidos.

Já para o caso do campo de Blaabaer, a economia seria ainda mais sensível. Segundo os autores deste estudo, a utilização da ferramenta de FPWD para perfuração de poço direcional de alto ângulo, quando comparada com a possibilidade de se perfurar com baixo ângulo e utilizar *wireline*, geraria economia de 5 dias pela eliminação das operações de *wireline*. Além disso, seria, ainda economizados 2 dias pelo fim da necessidade de pluguear e abandonar uma longa seção do poço e mais 4 dias pelo *sidetrack* não ser realizado desde o fim da seção vertical. Com o total de 11 dias economizados e usando a mesma diária de sonda anteriormente assumida, poder-se-ia reduzir os custos em US$ 5,5 milhões.

Por fim, para o estudo do campo na costa indiana realizado por Agrawal *et al* (2011), a decisão de se utilizar a fase de 12 ¼” para os dois primeiros alvos em vez de se revestir o poço após o fim do primeiro alvo gerou uma economia de 7 dias de sonda, gerando redução de cerca de US$ 3,5 milhões para o projeto.

De maneira geral, a utilização de *Formation Pressure While Drilling* para otimização na construção de poços e nas operações de perfuração para projetos brasileiros de avaliação de reservatórios de águas profundas e ultraprofundas pode ser considerada aplicável. Os potenciais ganhos econômicos e os resultados obtidos com os casos analisados impõem poucas restrições para tais aplicações, que devem sempre considerar, durante a fase de projeto, as limitações das especificações dos equipamentos e as boas práticas adotadas pela indústria.

4.3.3. Aplicabilidade para Garantia de Escoamento

O conhecimento das características dos hidrocarbonetos que permeiam as formações porosas é fundamental para qualquer projeto petrolífero. A definição das frações que compõem o petróleo e de suas características como temperatura e densidade, por exemplo, são essenciais para a determinação do potencial econômico do projeto e para a determinação de potencial produtivo, modelagem de movimentação de fluidos, dimensionamento de facilidades de produção e garantia do escoamento da produção. Entretanto, conforme previamente discutido neste trabalho, para projetos a

serem realizados em águas profundas e ultraprofundas, um dos principais motivos que justificam a necessidade de se realizar amostragens em tempo real durante a perfuração é justamente o dimensionamento de equipamentos e procedimentos para garantia de escoamento da produção.

Especificamente para a avaliação de reservatórios de campos brasileiros em águas profundas, há a oportunidade de empregar-se a tecnologia de *Formation Sampling While Drilling* para realização dos estudos supracitados ainda durante a perfuração de poços. Os equipamentos que empregam esta tecnologia são modulares e também são capazes de realizar as mesmas funções dos modelos de FPWD, cuja aplicabilidade aos projetos brasileiros foi discutida anteriormente.

De acordo com as funções disponibilizadas pelos equipamentos que empregam a tecnologia de FSWD e com os estudos de casos discutidos neste trabalho, identifica-se que a principal aplicação potencial dos módulos de amostragem dessas ferramentas no Brasil seria em poços pioneiros a serem perfurados em localidades com lâmina d'água profunda. Tal oportunidade explica-se pela necessidade de se conhecer as características dos fluidos antes das decisões de investimento e de dimensionamento operacional ser deveras mais crítica do que para projetos já maduros, nos quais as facilidades de produção já estão instaladas. Cabe agora a realização da análise sobre a viabilidade de implementação de tal tecnologia nestes projetos brasileiros.

O estudo de caso 2 discutiu o emprego de ferramenta de FSWD para avaliação de reservatórios e comprovação da existência de petróleo no campo de Blaabaer, no Mar do Norte. Conforme foi discutido, neste caso o equipamento de FSWD obteve sucesso na medição da temperatura e densidade dos fluidos amostrados, mas não conseguiu realizar amostras de fluidos realmente representativas do petróleo que permeia a formação, tendo em vista que só conseguiu atingir taxas de 50% de contaminação. Apesar de sua utilização poder ser considerada bem-sucedida sob o ponto de vista operacional e do objetivo principal projeto, deve-se ressaltar que a amostragem em si foi inconclusiva.

Operacionalmente, durante a realização da amostragem, não foram registradas quaisquer falhas de isolamento ou nos diversos sensores e componentes da ferramenta. De fato, o isolamento obteve 100% sucesso tanto nos ciclos de medição de pressão quanto durante a circulação de fluidos na ferramenta para amostragem. Já os sensores empregados nesta campanha (manômetros, diapasão e termômetros) também registraram com alta precisão os parâmetros do fluido, que foram enviados para

superfície com sucesso. O fluido amostrado nos tanques de armazenamento também foi transportado para superfície e posteriormente para laboratórios PVT com sucesso. Além disso, o *software* empregado na sonda para estimativa das taxas de contaminação em tempo real também demonstrou alta precisão, mesmo trabalhando com dados recebidos através de telemetria.

Outros estudos, como o realizado por Galvan Sanchez (2013) em campos da Noruega, Trinidad e Tobago e Holanda, também demonstraram o sucesso operacional da ferramenta e de seus componentes, mesmo em condições diversas de operação e com variados tipos de fluidos. Em nenhum destes casos foi observada qualquer falha dos componentes e, mais importante ainda, a comparação dos resultados de FSWD com aqueles obtidos por ferramentas análogas de *wireline* mostrou concordância entre os dois métodos.

Sob a ótica do projeto de perfuração do campo de Blaabaer, o emprego da ferramenta de FSWD também foi bem-sucedida, já que foi reportado que o objetivo central deste estudo era comprovar a existência de óleo nos reservatórios areníticos da formação Cook.

Entretanto, no que tange ao objetivo principal esperado de qualquer equipamento de amostragem, que é justamente a obtenção de amostras de fluido fidedignas ao conteúdo do reservatório e com mínima contaminação, o caso do campo de Blaabaer é considerado inconclusivo.

Neste caso, não se conseguiu retirar amostras com contaminação mínima de 5% - de fato, a menor contaminação atingida pelas amostras foi de 50%. Contudo, esta situação não ocorreu por falha operacional da ferramenta, sendo causada pela restrição específica deste projeto de que a circulação de fluidos na ferramenta não poderia durar mais do que 40 minutos para evitar problemas de estabilidade do poço. Adicionalmente, o *software* empregado por este estudo determinou que a taxa mínima de 5% só seria alcançada com 55 minutos de circulação.

Como o teste de amostragem não pôde ser conduzido até o fim por conta desta restrição de segurança do projeto, considera-se que a amostragem em si foi inconclusiva para servir como parâmetro para análise de viabilidade do equipamento no Brasil.

Apesar de muitos serem os estudos que afirmam que os resultados com FSWD são comparáveis com os obtidos com *wireline*, há raras referências que exploram detalhadamente os resultados específicos de cada sensor destas ferramentas:

especificamente no caso de Blaabaer, foi reportado sem muitos detalhes que a temperatura e a densidade medidas eram corretas.

Não foi encontrado nenhum estudo que apresentasse comparação das características medidas em tempo real com aquelas medidas posteriormente em laboratórios PVT, o que poderia auxiliar a determinar mais profundamente a validade destas medições em tempo real. Somente com tal validação poder-se-ia dimensionar a aplicabilidade dos resultados medidos com FSWD com fins de planejamento de garantia de escoamento.

Assim sendo, a aplicabilidade desta tecnologia para os campos brasileiros deve ser considerada com restrições. Apesar das semelhanças entre os componentes e procedimentos do FSWD com as ferramentas de amostragem de *wireline* usualmente utilizadas em campo e da existência de muitos estudos afirmando que os sensores do FSWD funcionaram perfeitamente em campo, não há resultados suficientemente detalhados para a determinação mais precisa da aplicabilidade deste equipamento no auxílio à garantia de escoamento.

Entretanto, os estudos e relatos de sucesso já realizados não podem tão pouco ser desprezados nestas discussões. De fato, o potencial de aplicação desta ferramenta no Brasil é imenso especialmente para campos virgens e poços pioneiros, tendo em vista a possibilidade de se obter medições durante a perfuração em tempo real para o conhecimento das características dos fluidos contidos nestas formações. Estas operações poderiam antecipar muitas das decisões de dimensionamento dos sistemas produtivos para garantia do escoamento da produção e, assim como no caso do FPWD, contribuir para redução de custos operacionais pela diminuição do tempo não produtivo.

5. Conclusão

Em projetos de avaliação de reservatórios de águas profundas e ultraprofundas a serem realizados nos campos petrolíferos brasileiros, há grande aplicabilidade de ferramentas que empregam a tecnologia de *Formation Pressure While Drilling* para determinação de pressão de poros e mobilidade da formação em tempo real durante a perfuração. A análise crítica do funcionamento e de aplicações em campo destes equipamentos mostraram que sua utilização em campos brasileiros é técnica e economicamente viável.

Os modelos comerciais de ferramentas de FPWD estudados apresentaram medições com precisão comparável aos equipamentes análogos de *wireline* e não reportaram falhas operacionais que comprometessem sua utilização. Além disso, mostraram-se aplicáveis a formações com heterogeneidades locais na permeabilidade e a operações de perfuração com risco de prisão diferencial, com alta pressão e com grande diferencial de pressão, podendo ainda ser utilizados para otimização de projeto e trajetória de poços. De maneira geral, todas estas aplicações reduzem o tempo não produtivo e geram economias operacionais com a diminuição dos gastos com aluguel de sonda. Sua aplicabilidade aos projetos *offshore* brasileiros, especialmente a campos maduros turbidíticos e a campos carbonáticos do Pré-Sal, foi considerada excelente, havendo poucas restrições reportadas nos estudos realizados.

Entretanto, para estes mesmos projetos, a tecnologia de *Formation Sampling While Drilling*, apesar de muito promissora, não pode ter sua aplicação tão recomendada para mitigação de desafios de garantia de escoamento.

A análise dos componentes dos equipamentos de FSWD e a discussão baseada nos estudos de caso mostraram que estas ferramentas têm muito potencial para determinação em tempo real da composição e de características como densidade e temperatura dos fluidos durante a perfuração, resultados que poderiam ser empregados para dimensionamento de equipamentos submarinos e para planejamento operacional com fim de garantir o escoamento da produção. Entretanto, os poucos estudos de caso de utilização em campo desta tecnologia não fornecem resultados suficientemente detalhados para validação da técnica e recomendação para projetos brasileiros.

A partir destas análises críticas, recomenda-se para trabalhos futuros a realização de estudos mais aprofundados sobre a validade das medições realizadas pelos equipamentos de *Formation Sampling While Drilling*, comparando-se mais

detalhadamente os resultados aferidos por seus sensores com aqueles realizados por ferramentas análogas de *wireline* e por laboratórios PVT.

Além disso, também é recomendada a realização de análise econômica mais extensiva sobre a utilização de ambas as tecnologias de *Formation Pressure* e *Formation Sampling While Drilling* em campo, considerando-se os riscos e custos associados a suas operações, de maneira a quantificar mais precisamente as oportunidades econômicas do emprego destas técnicas quando comparadas com os equipamentos análogos de *wireline* também utilizados para avaliação de reservatórios.

6. Bibliografia

Agrawal, V., Singh, R. K., Singh, J., Shaikh, M. I., & Dotiwala, F. 2011. "*Role of Formation Pressure and Sonic Measurements While Drilling in Pre-Drill Well Design Validation and Syn-Drill Well Design Optimization - Case Studies from Deepwater, India*". Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/142540-MS

Alberty, M. 2000. "*Cost analysis of SWF preventative, remedial measures in deepwater drilling*". Offshore Magazine. Volume 60, Issue 1. Página 58.

Amin, A., Riding, M., Shepler, R., Smedstad, E., Ratulowski, J. 2005. "*Subsea Development from Pore to Process*". Oilfield Review. Spring 2005, Volume 17, Issue 1.

Araújo, L.R.F., Meira, A.A., Schmitt, G., Ferraris, P., Marquez, L.A.M. 2007. "*Brazil cases demonstrate LWD advancements in deepwater pressure measurement service*". Drilling Contractor Magazine. Issue January/Februry 2007.

Atlas Wireline Services. 1987. "*Formation Multi-Tester (FMT) Principles, Theory, and Interpretation*". Editora Western Atlas International, Atlas Wireline Services.

Ayan, C., Hafez, H., Hurst, S., Kuchuk, F., O'Callaghan, A., Peffer, J., Pop, J., Zeybek., M. 2001. "*Characterizing Permeability with Formation Testers*". Oilfield Review. Autumn 2001. Volume 13, Issue 3.

Barriol, Y., Glaser, K., Pop, Julian., Bartman, B., Corbiell, R., Eriksen, K., Laidlaw, J., Manin, Y., Morrison, K., Sayers, C., Romero, M., Volokitin, Y. 2005. "*The pressures of Drilling and Production*". Oilfield Review. Autumn 2005, Volume 17, Issue 3.

Bennion, D. B., Thomas, F. B., Ma T. 2001. "*Determination of Initial Fluid Saturations Using Traced Drilling Media*". Journal of Canadian Petroleum Technology - J CAN PETROL TECHNOL 01/2001; 40(1). DOI: 10.2118/01-01-02.

Blanco, Y., Turner, M. 2011. "*Application & Evolution of Formation Pressure While Drilling Technology (FPWD) Applied To The Gulf of Mexico*". Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/147556-MS

Bourdet, D. 2002. "*Wll Test Analysis: The Use of Advanced Interpretation Models*". Editora Elsevier. Volume 3. ISBN: 978-0-444-50968-0.

Camargo, R.M.T., Gonçalves, M.A.L., Montesanti, J.R.T., Cardoso, C.A.B.R., Minami, K. 2004. "*A Perspective View of Flow Assurance in Deepwater Fields in Brazil*". Offshore Technology Conference. DOI: 10.4043/16687-MS.

Carstens, H. 2008. "*Disproving the Theory*". GeoExPro Magazine. Volume 5, Número 5.

Carvalho, R.B. 2010. "*Análise de Metodologia de Controle de Hidratos em Águas Ultraprofundas*". Projeto de graduação. Escola Politécnica – Universidade Federal do Rio de Janeiro.

Ceyhan, A., Simpson, K., Adebamiro, A., Seri, G. 2010 - Drilling Mud and Mud System Effects on FPWD Data, Principal Component Analysis.
http://www.devex-conference.org/pdf/Presentations_2010/Day2A/DEVEX_2010_Day2_RoomA_1405_Presentation_Adil_Ceyham.pdf
Acessado em 22 de fevereiro de 2014.

Chakravorty, S., Lesueur, J.-L., Poirier-Coutansais, X., Gory, J.-Y., Srivastava, A., & Reynolds, S. 2007. "*Characterization of fractures and faults from high-resolution image logs to optimize the geological model of a fractured carbonate reservoir, Offshore Abu Dhabi*" Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/105456-MS.
Chatar et al, 2010. "*Overcoming a Difficult Salt Drilling Environment in the Gulf of Mexico: A Case Study*". Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/128192-MS.

Chen, J., Huang, D. 1995. "*Formation and mechanism of the abnormal pressure zone and its relation to oil and gas accumulations in Eastern Jiuquan Basin, northwest China*". SCIENCE CHINA Earth Sciences. Volume 39, Número 2. Páginas 194 a 204.

China Daily. 9 de março de 2012. "*Deepwater rig to drill deepest wellin S China Sea*".
http://www.chinadaily.com.cn/china/2012-05/09/content_15252430.htm
Acessado em 6 de janeiro de 2014.

Coronado, M., Ramírez-Sabag, J. 2011 "*An analytical model for inter-well tracer tests in lenticular oil reservoirs*". Journal of Petroleum Science and Engineering. Volume 77, Issue 2. Páginas 189 a 193.

Da Silva, F.V., Debande, G.F., Pereira, C.A., Plischke, B. 1990. "*Casing Collapse Analysis Associated With Reservoir Compaction and Overburden Subsidence*". Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/20953-MS.

Demirmen, F. 2007. "*Reserves Estimation: The Challenge for the Industry*". Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/103434-JPT.

Djefel, M., Tigre Maia, C. R. S., Proett, M. A., Eyuboglu, A. S., Naupari, C. E., & Beck, G. 2010. "*Potential Economic Value-Added Model Using Formation Sampling-While-Drilling in Development Fields*". Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/138956-MS.

EBC - Empresa Brasileira de Comunicação. 2 de março de 2012. "*Petrobras inicia produção em águas ultraprofundas nos Estados Unidos*".
http://www.agenciabrasil.ebc.com.br/noticia/2012-03-02/petrobras-inicia-producao-em-aguas-ultraprofundas-nos-estados-unidos
Acessado em 6 de janeiro de 2014.

Eiane, T. 2011. "*Next step in LWD pressure testing-sampling while drilling*"
http://bergen.spe.no/publish_files/ODS2011_ST_Eiane.pdf
Acessado em 22 de fevereiro de 2014.

El-Sayed, A.A.H., e Khalaf, F. 1992. "*Resistance of Cemented Concentric Casing Strings under Nonuniform Loading*". Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/17927-PA.

Falcao, J. 2002. "*Uncertainties in the Pore Pressure Evaluation in Deepwater: a Statistical Approach*". Society of Petroleum Engineers. DOI:10.2118/78247-MS.

Ferentinos, J. 2013. "*Global Offshore Oil and Gas Outlook*".
http://www.gaselectricpartnership.com/HOffshore%20Infield.pdf
Acessado em 6 de janeiro de 2014.

Fornari, M. 2005. "*Avaliação ambiental sedimentar em área de perfuração exploratória marítimca, bacia de Campos, Rio de Janeiro - Brasil*". Tese de mestrado. Instituto de Geociências - Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

Friedrich, J.T., Coblentz, D., Fossum, A.F., Thorne, B.J. 2003. "*Stress Perturbations Adjacent to Salt Bodies in the Deepwater Gulf of Mexico*". Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/84554-MS.

Galvan Sanchez, F., Cartellieri, A., Pragt, J., & Meister, M. 2012. "*Fluid Analysis and Sampling: The Next Big Step for Logging While Drilling Tools*". Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/152223-MS.

Golczynski, T.S., Kempton, E.C. 2006. "*Understanding wax problems leads to deepwater flow assurance solutions*". World Oil, 2006 Issue. Páginas 7 a 10.

Greenwood, J. A., Dautel, M. R., & Russell, R. B. 2009. Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/124012-MS

Pearce, A., Blondeau, C., Gunasan, E. 2014. "*Integrated Gas Management to Maximize Well Potential and Reserves within a Mature Oil Field*". International Petroleum Technology Conference. DOI: 10.2523/17398-MS.

Guo, B., Song, S., Chacko, J., Ghalambor, A. 2005. "*Offshore Pipelines*". Editora Elsevier. ISBN: 978-0-7506-7847-6.

Halliburton Case Study. 2012.
http://www.halliburton.com/public/common/Case_Histories/H09499.pdf
Acessado em 6 de janeiro de 2014.

Hamdi, H. 2012. "*Illumination of Channelised Fluvial Reservoirs Using Geological Well Testing and Seismic Modelling*". Tese de doutorado. Institute of Petroleum Engineering - Heriot-Watt University.

Hardage, B.A., Roberts, H., Remington, R. 2006. "*Gas hydrate: a source of shallow water flow?*" The Leading Edge. Volume 25, Número 5. Páginas 634 a 635. DOI: 10.1190/1.2202669.

Horne, R.N. 1995. "*Modern Well Test Analysis: A Computer-Aided Approach*". Editora Petroway. 2ª Edição.

Hurst, A., Fraser, J., Fraser S. I., Hadler-Jacobsen, F. 2005. "*Deep-water clastic reservoirs: a leading global play in terms of reserve replacement and technological challenges*". Petroleum Geology Conference series 2005, Volume 6, páginas 1111 a 1120, DOI: 10.1144/0061111.

Infante, E.F., Chenervet, M.E. 1989. "*Stability of Boreholes Drilled Through Salt Formations Displaying Plastic Behavior*". Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/15513-P.

Jackson, R., De Santo, I., Weinheber, P., Guadagnini, E. 2009. "*Specialized Techniques for Wireline Formation Testing and Formation Sampling in Unconsolidated Formations in Deepwater Reservoirs*". Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/120443-MS.

Joshi, N. 2001. "*A Systematic Approach in Deepwater Flow Assurance Fluid Characterization*". Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/71546-MS.

Kelly, F., Rahim, Z.B.A., Neumann, P.M., Al-Logan, S.A., Agrawal, V. 2010. "*Formation Pressure While Drilling Measurements for Reservoir Management Applications — Case Studies from Saudi Arabia*". Saudi Aramco Journal of Technology. Spring 2010.

Kroken, A. 2003. "*Formation Testing While Drilling - Lessons Learned from 200+ Wells*".
http://bergen.spe.no/publish_files/ODS2006_SPE_Kroken_BHI.pdf
Acessado em 22 de fevereiro de 2014.

Laherrère, J. 2012. "*Updating world deepwater oil & gas discovery*". Association pour l'étude des pics de production de pétrole et de gaz naturel.
http://aspofrance.viabloga.com/files/JL_Deepwater2012.pdf
Acessado em 6 de janeiro de 2014.

Mahaffie, M. J. 1994. "*Reservoir classification for turbidite intervals at the Mars discovery, Mississippi canyon 807, Gulf of Mexico*". Houston Geological Society Bulletin. Volume 37, Número. 7. Página 10.

Makogon, Y.F. 1997. "*Hydrates of Hydrocarbons*". Editora PennWell Books. ISBN 0878147187.

Marjanac, T., Steel, R.J. 1997. "*Dunlin Group Sequence Stratigraphy in the Northern North Sea: A Model for Cook Sandstone Deposition*". AAPG Bulletin. Volume 81, Número 2. Páginas 276 a 292.

Mayall, M., O'Byrne, C. 2002. "*Reservoir prediction and development challenges in turbidite slope channels*". Offshore Technology Conference. DOI: 10.4043/14029-M.

McLean, A., Wilde, A., Zamora, M., Rafferty, M. 2010. "*The Top 10 Mud-Related Concerns in Deepwater Drilling Operations – Revisited After 10 Years*". American Association of Drilling Engineers Conference. DOI: AADE-10-DF-HO-04.

Meehan, D.N. 2011. "Formation Testing: Part I of III".
http://blogs.bakerhughes.com/reservoir/2011/03/26/formation-testing-part-i-of-3
Acesso em 6 de janeiro de 2014.

Morton, M.Q. 2011. "*The Abu Dhabi Oil Discoveries*". GeoExPro Magazine. Volume 8, Número 3.

Mutti, E., Normark, W.R. 1987. "*Comparing examples of modern and ancient turbidite systems: Problems and concepts*". Marine clastic sedimentology. Editora Graham-Trotman. Páginas 1 a 38.

Mutti, E., Normark, W.R. 1991. "*An integrated approach to the study of turbidite systems*". Frontiers in Sedimentary Geology Series. Seismic Facies and Sedimentary Processes of Submarine Fans and Turbidite Systems, páginas 75 a 106.

Norwegian Petroleum Directorate, 2014. NPD Fact Pages.
http://factpages.npd.no/ReportServer?/FactPages/PageView/wellbore_exploration&rs:Command=Render&rc:Toolbar=false&rc:Parameters=f&NpdId=6307&IpAddress=177.133.252.151&CultureCode=en
Acessado em 22 de fevereiro de 2014.

ONGC. 18 de fevereiro de 2013. Press release.
http://ongcindia.com/wps/wcm/connect/ongcindia/home/press_release/ongc+creates+world+record+on+drilling+deepest+water+depth+well
Acessado em 6 de janeiro de 2014.

Ostermeier, R.M., Pelletier, J.H., Winker, C.D., Nicholson, J.W., Rambow, F.H., Cowan, K.M. 2000. "*Dealing with Shallow-Water Flow in the Deepwater Gulf of Mexico*". Offshore Technology Conference. DOI: 10.4043/11972-MS.

Ostermeier, R.M. 2001. "*Compaction Effects on Porosity and Permeability: Deepwater Gulf of Mexico Turbidite*". Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/26468-PA.

Petrobras. Fevereiro de 2011. "*Visão da Petrobras. Relacionamento com Investidores*"
http://www.slideshare.net/petrobrasri/visao-geral
Acessado em 6 de janeiro de 2014.

Pettingill, H. 2006. "*The Global Deepwater Play: A Historical and Geological Perspective 27 Years after First Discovery*". American Association of Petroleum Geologists. Search and Discovery Article 90062.

Poirier-Coutansais, X., Baud, E., & Mirto, E. 2008. "*The Value of Formation Pressure Measurements While-Drilling: a Case Study from Offshore Abu Dhabi*". Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/117908-MS.

Pop, J., Laastad, H., Eriksen, K. O., O'Keefe, M., Follini, J.-M., & Dahle, T. 2005. "*Operational Aspects of Formation Pressure Measurements While Drilling*". Society of Petroleum Engineers. DOI :10.2118/92494-MS.

Prince, P. 1990. "*Current Drilling Practice and the Occurrence of Shallow Gas*". Safety in Offshore Drilling. Volume 25. Páginas 3 a 25. DOI: SUT-AUTOE-v25-003.

Proett, M., Welshans, D., Sherrill, K., Wilson, J., House, J., Shokeir, R., & Solbakk, T. 2010. "*Formation Testing Goes Back To The Future*". Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts. DOI: SPWLA-2010-95856.

Proett, M. A., Eyuboglu, S., Wilson, J. R., & Solbakk, T. H. N. 2011. "*New Sampling and Testing-While-Drilling Technology - A Safe, Cost-Effective Alternative*". Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/140337-MS.

Radovich, B. J. 2002. "*Cyclic attributes on seismic data and sequence stratigraphy—new criteria for exploration, new interpretation styles*". Houston Geological Society Bulletin. Volume 45, Número 6. Páginas 17 a 19.

Reittinger, P.W. 2008. "*System and method for determining producibility of a formation using flexural mechanical resonator measurements*". United States Patent Application Publication, USA, 2008/0215245 A1.

Richards, M., Bowman, M., Reading, H. 1998. "*Submarine-fan systems i: Characterization and stratigraphic prediction*". Marine and Petroleum Geology, Volume 15, Issue 7, páginas 689 a 717.

Rigzone. Offshore Rig Day Rates.
http://www.rigzone.com/data/dayrates/
Acessado em 22 de fevereiro de 2014

Rocha, L.A.S., Azevedo, C.T. 2009. "*Projetos de Poços de Petróleo - Geopressões e Assentamento de Colunas de Revestimentos*". 2ª edição, editora Interciência.

Rønningsen, H.P. 2006. "*Transportation of waxy crudes in multiphase pipelines*". Norwegian University of Science and Technology.
http://www.ipt.ntnu.no/~jsg/undervisning/prosessering/gjester/LysarkRoenningsen270306.pdf
Acessado em 6 de janeiro de 2014.

Rundle, D. 2010. "Fluid Analysis and Sampling While Drilling".
https://fesaus.org/webcast/2012/09/NTF/4_FASTrak_Sampling_BakerHughes.pdf
Acessado em 22 de fevereiro de 2014.

Salehi, S., e Nygaard, R. 2011. "*Evaluation of New Drilling Approach for Widening Operational Window: Implications for Wellbore Strengthening*". Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/140753-MS.

Santos, A., Floch, A. 2006. "*5K Dual Splitter Wellhead System: 1st Middle East Deployment on an Offshore Oilfield Field, Combining Simultaneous Production and Drilling on Adjacent Wells within the Same Conductor*". Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/101736-MS.

Sayers, C., den Boer, L.D., Zsolt, R.N., Hooyman, P.J., Ward, V. 2005. "*Regional Trends in Undercompaction and Overpressure in the Gulf of Mexico*". Society of Exploration Geophysicists. DOI: SEG-2005-1219.

Schuberth, P.C., Walker, M.W. 2000. "*Shallow Water Flow Planning and Operations: Titan No. 1 Exploration Well, Deepwater Gulf of Mexico*". Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/65751-PA.

Sloan, E.D. 1998. "*Clathrate Hydrates of Natural Gases*". 3ª Edição, editora CRC Press. ISBN: 0849390788.

Sneed, J. 2011. "*The First Over Water Drilling - The Lost History of Ohio's Grand Reservoir Oil Boom*". Oil-Indutry History, Volume 6, Número 1, 2005, páginas 49 a 53.

Total, 2006. "*Mature Fields Inventing the Future*". The Know-How Series.
http://total.com/en/total-mature-fields-inventing-future
Acessado em 22 de fevereiro de 2014.

Umar, L., Azian Bt A Aziz, I., Azree Nordin, N., Ali, R. M., Waguih, A., Rojas, F., Fey, S.P., Subroto, B., Dow, B., Garcia, G. I. 2012. "*Demonstrating the Value of Integrating FPWD Measurements with Managed Pressure Drilling To Safely Drill Narrow Mud Weight Windows in HP/HT Environment*". Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/156888-MS.

Viana, A. R., Faugeres, J.C., Kowsmann, R.O., Lima, J.A.M., Caddah, L.F.G, Rizzo, J.G. 1998. "*Hidrology, morphology and sedimentology of the Campos continental margin, offshore Brazil*". Sedimentary Geology. Volume 115, Issues 1–4, January 1998, páginas 133 a 157.

Vieira, D. 2013. "*Distribuição das propriedades físicas da água do mar*"
http://www.danilorvieira.com/disciplinas/iof1202/ofd_capitulo03.php
Acessado em 6 de janeiro de 2014.

Villareal, S., Pop, J. J., Bernard, F., Harms, K., Hoefel, A., Kamiya, A., Swinburne, P., Ramshaw, S. 2010. "*Characterization of Sampling While Drilling Operations*". Society of Petroleum Engineers. DOI: 10.2118/128249-MS.

Wasden, F. 2003. "*Flow Assurance in Deepwater Flowlines and Pipelines - Challenges Met, Challenges Remaining*". Offshore Technology Conference. DOI: 10.4043/15184-MS.

Weatherl, M. H. 2010. "*Gulf of Mexico Deepwater Field Development Challenges at Green Canyon 468 Pony*". Society of Petroleum Engineers. DOi: 10.2118/137220-MS.

Weimer, P., Slatt, R. 2001. "*Styles of Compartmentalization of Deepwater (turbidite) Reservoirs and Associated Performance Issues*". Canadian Society of Petroleum Geologists Annual Convention. Abstracts [extended] of Technical Talks, Posters and Core Displays. Páginas 328-329

Weimer, P., Slatt, R. 2004. "*Petroleum Systems of Deepwater Settings*". Society of Exploration Geophysicists. 2004 Distinguished Instructor Short Course. Distinguished Instructor Series, No. 7.