

UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA QUÍMICA E DE PETRÓLEO
CURSO DE ENGENHARIA DE PETRÓLEO

AQUILES OLIVEIRA MENDES DA SILVA

PERFURAÇÃO E COMPLETAÇÃO DE POÇOS HPHT

Niterói,RJ

2016

AQUILES OLIVEIRA MENDES DA SILVA

PERFURAÇÃO E COMPLETAÇÃO DE POÇOS HPHT

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia de Petróleo da Universidade Federal Fluminense, como requisito parcial para a obtenção do grau de Bacharel em Engenharia de Petróleo.

Orientador:

Prof. Alfredo Moisés Vallejos Carrasco, DSc - UFF

Niterói, RJ

2016

Ficha Catalográfica elaborada pela Biblioteca da Escola de Engenharia e Instituto de Computação da UFF

S586 Silva, Aquiles de Oliveira Mendes da
Perfuração e completção de poços HPHT / Aquiles Oliveira
Mendes da Silva. – Niterói, RJ : [s.n.], 2016.
72 f.

Trabalho (Conclusão de Curso) – Departamento de Engenharia
Química e de Petróleo – Universidade Federal Fluminense, 2016.
Orientador: Alfredo Moisés Vallejos Carrasco.

1. Perfuração de poço. 2. Reservatório de petróleo. I. Título.

CDD 622.3382


AQUILES OLIVEIRA MENDES DA SILVA

PERFURAÇÃO E COMPLETAÇÃO DE POÇOS HPHT

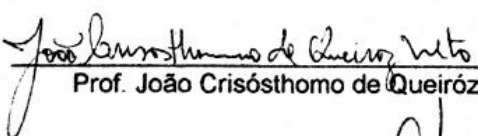
Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao
Curso de Graduação em Engenharia de Petróleo da
Escola de Engenharia da Universidade Federal
Fluminense, como requisito parcial para obtenção do
Grau de Bacharel em Engenharia de Petróleo

Aprovado em 11 de JULHO de 2016


BANCA EXAMINADORA



Prof. Alfredo Moisés Valléjos Carrasco, DSc - UFF
Orientador



Prof. João Crisóstomo de Queiróz Neto, DSc - UFF



Prof. Rogério Fernandes de Lacerda, DSc - UFF

NITERÓI, RJ

2016

AGRADECIMENTOS

Primeiramente agradeço a Deus por ter me dado a oportunidade de poder cursar essa graduação, por ter uma família unida e amigos que eu jamais poderia ter melhor.

Aos meus pais, agradeço por sempre terem me apoiado e terem me dado força dia após dia para completar todas as etapas desse processo, por me aconselharem e me mostrarem os melhores caminhos aos quais seguir.

Aos meus amigos e irmãos, agradeço por terem me encorajado a não desistir do curso e prosseguir sem fraquejar na esperança de dias melhores.

Aos colegas de turma pela parceria, pelos risos e bons momentos. Em especial ao Arthur e a Fernanda que mais que colegas, são amigos, verdadeiros presentes de Deus na minha vida.

Ao professor Carrasco, não só pela orientação desta monografia, como também pelo grande professor que foi durante toda a minha graduação. Obrigado pela oportunidade de poder aprender muito, pela paciência e poder ter este trabalho com o senhor.

"Combati o bom combate, completei a
carreira, guardei a fé"

2 Timóteo 4:7

RESUMO

Com a crescente necessidade de explorar e produzir novos campos de petróleo e a disponibilidade de novas tecnologias foi possível explorar reservatórios não convencionais e extrair o petróleo em ambientes cada vez mais hostis. Os poços com alta pressão e alta temperatura (HPHT) são um desses grandes desafios que já podem ser vencidos. Para a produção neste tipo de poço é necessário entender e definir como tais características se comportam neste tipo de ambiente. As condições de altas pressões e temperaturas dificultam o projeto, que afetam a vida útil e a eficiência das ferramentas e equipamentos utilizados. Mas, alguns requisitos são necessários para que o desenvolvimento do poço seja atingido de forma segura. As propriedades dos fluidos e do cimento durante as operações de perfuração e completção devem ser muito bem controladas, pois um pequeno erro pode ocasionar na perda do poço. Essa monografia discute e mostra quais são os desafios encontrados na exploração de poços HPHT, especialmente nas etapas de perfuração e completção e como estas devem ser elaboradas a fim de evitar e minimizar os riscos para uma produção segura.

Palavras-chave: HPHT, perfuração, completção.

ABSTRACT

With the increased necessity of exploring and production of new oil fields and the availability of new technologies, it was possible to extract oil from non conventional reservoirs and extract oil in increasingly hostile environments. The HPHT wells are one of these big challenges that can be accomplished. To produce this type of well is necessary to know and to define how these feature behave in such an environment. The conditions of high pressure and high temperature make the project difficult and affect on the life and functionality of the equipment and tools. However, some requirements are necessary to a safe development of the well. The fluids and cement properties during the drilling and completion must be very well controlled because a little mistake can result in the loss of well. This work discuss and shows what are the challenges in this type of well, especially during the drilling and completion, and how the drilling and completion should be designed to avoid or minimize the risks, having a safety production.

Key-words: HPHT, drilling, completion.

LISTA DE ABREVIACOES

ANP	Agência Nacional do Petróleo Gs Natural e Biocombustveis
BOP	<i>Blowout Preventer</i>
CBL	<i>Cement bond log</i>
CEL	<i>Cement Evaluation Log</i>
CMC	Carboximetilcelulose
ECD	Massa específica de circulação
HPHT	Alta pressão e alta temperatura
LWD	Ferramenta <i>Logging While Drilling</i>
MWD	<i>Measurements While Drilling</i>
OHMS	Sistema de Fratura de vários estágios em poço aberto
RGO	Razão Gás-leo
SSSV	Válvula de Segura de subsuperfície
USIT	<i>Ultra Sonic Imager Tool</i>
VDL	<i>Variable density log</i>

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1	Uso global de energia por tipo de fonte.....	15
Figura 2.2	Lâminas d'água dos reservatórios perfurados no Brasil	17
Figura 2.3	Profundidade dos reservatórios perfurados no Brasil	17
Figura 3.1	Classificação dos poços.....	19
Figura 3.2	Transferência de pressão lateral num sistema isolado	20
Figura 3.3	Localização dos poços HPHT	22
Figura 3.4	Variação da densidade do fluido conforme a temperatura	26
Figura 3.5	Exemplos de gradiente de pressão de um poço HPHT.....	27
Figura 4.1	Janela de operação do campo de Elgin.....	29
Figura 4.2	Dados do fluido a base óleo sintético (<i>Ultidrill</i>)	34
Figura 4.3	Otimização das propriedades do fluido de perfuração.....	41
Figura 4.4	Gerenciamento das propriedades da lama	42
Figura 4.5	Efeitos da qualidade da barita	43
Figura 4.6	Retenção de pressão pelo gel.....	45
Figura 4.7	Efeito da sedimentação	46
Figura 4.8	Falha na cimentação	49
Figura 4.9	Distribuição e interface dos fluidos no poço	51
Figura 4.10	Sistema de pasta de cimento de alta densidade	54
Figura 5.1	Esquema típico de um BOP.....	58
Figura 5.2	Condicionamento do liner	59
Figura 5.3	Configuração de um <i>shaped charge</i>	62

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1	Gradientes geotérmicos em bacias marítimas brasileiras.....	21
Tabela 3.2	Testes realizados durante a vida produtiva do poço.....	22
Tabela 4.1	Propriedades do fluido de perfuração e seu desempenho.....	40

SUMÁRIO

1 –INTRODUÇÃO	12
2 – CENÁRIO HISTÓRICO	14
2.1 –BREVE HISTÓRICO DA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO	14
3 –CARACTERÍSTICAS DOS POÇOS HPHT	19
3.1 –VISÃO GERAL	19
3.2 –DIFICULDADES ORIUNDAS DAS ALTAS PRESSÕES E TEMPERATURAS.	23
3.3 –PLANEJAMENTO DO POÇO	24
4 –PERFURAÇÃO DOS POÇOS HPHT	28
4.1 - INTRODUÇÃO	28
4.2 –DESAFIOS NA PERFURAÇÃO EM AMBIENTES HPHT.....	31
4.3 –FLUIDOS DE PERFURAÇÃO	33
4.3.1 – <u>Composição dos fluidos de perfuração</u>	33
4.3.2 – <u>Funções do fluido de perfuração</u>	35
4.3.3 – <u>Propriedades do fluido de perfuração</u>	37
4.4 – OTIMIZAÇÃO DA PERFURAÇÃO EM HPHT.....	39
4.5 – OPERAÇÕES COM CIMENTO.....	47
4.5.1 – <u>Cimentação Primária</u>	48
4.5.2 – <u>Cimentação Secundária</u>	49
4.5.3 – <u>Cimentação em poços HPHT</u>	50
4.6 – PASTAS DE CIMENTO	52
4.6.1 – <u>Aditivos para pasta do cimento</u>	52
4.6.2 – <u>Projeto da pasta de cimento em poços HPHT</u>	53
5 – COMPLETAÇÃO DOS POÇOS HPHT	57
5.1 – INTRODUÇÃO.....	57
5.2 – ETAPAS DA COMPLETAÇÃO.....	57
5.2.1 – <u>Instalação dos equipamentos de superfície</u>	57

5.2.2 – <u>Condicionamento do poço</u>	58
5.2.3 – <u>Avaliação da qualidade da cimentação</u>	59
5.2.4 – <u>Canhoneio</u>	62
5.2.5 – <u>Instalação da coluna de produção</u>	63
5.3 – CONSIDERAÇÕES IMPORTANTES NA COMPLETAÇÃO HPHT	64
5.3.1 – <u>Seleção de <i>packers</i></u>	64
5.3.2 – <u>Outros equipamentos de fundo de poço</u>	65
5.3.3 – <u>Fluidos de completção</u>	66
5.3.4 – <u>Metodologia de canhoneio</u>	67
6 – CONCLUSÃO	69
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	71

1 Introdução

O mundo atual em que vivemos é altamente dependente do petróleo. Além de ser a principal matriz energética utilizada no mundo, o petróleo é responsável por uma grande gama de derivados e subprodutos presentes em nossa rotina. Podem ser citados desde os seus derivados como a gasolina, diesel, nafta, lubrificantes, querosenes, até a subprodutos oriundos desses derivados como cosméticos, borracha sintética, etc.

A grande dependência a estes produtos somada à crescente demanda pelo seu uso energético acarreta no grande consumo, que por sua vez cria a necessidade de investir na perfuração de novos poços de petróleo a fim de repor as reservas já utilizadas.

E naturalmente, seguindo a ordem de exploração, do mais simples para o mais complexo, primeiramente foram explorados os reservatórios com maior facilidade de produção. E à medida que estes reservatórios foram se esgotando a exploração migrou para áreas mais complexa. Até que chegamos aos poços especiais, entre eles os poços de altas pressões e altas temperaturas.

Apesar de representar apenas 1% de todo o volume de petróleo produzido no mundo, os projetos de poços de petróleo HPHT vem crescendo na última década. Os poços HPHT por possuírem altas pressões e altas temperaturas, tem algumas especificidades e por isso requerem atenção especial no planejamento e desenvolvimento de todas as suas etapas de operação. Essas condições acabam por desafiar os limites convencionais já existentes, necessitando de materiais que possam resistir a estas condições extremas por toda a vida produtiva do poço.

Além disso, em acessórios como *packers*, equipamentos de monitoramento de reservatório, telas de areia e sistemas de cimento, o problema é mais notório porque estes devem durar por muitos anos nestas condições, até mesmo depois da vida produtiva do poço. A temperatura acaba por desgastar prematuramente os componentes metálicos.

Durante a perfuração e a completção desses poços, são encontrados diversos obstáculos para que estas etapas sejam concluídas de forma segura e correta. A detecção de *kicks* se torna mais difícil, a força gel para manter os cascalhos em suspensão durante a parada de circulação deve ser alta, porém não tão alta para não ocasionar uma pressão de retorno de circulação muito elevada podendo inclusive causar fratura da formação, a sedimentação da barita também é outro quesito a ser observado e vários outros problemas são encontrados.

Além disso, os fluidos também merecem atenção especial em relação a algumas de suas propriedades, como sua densidade, viscosidade e taxa a qual é bombeado. Pois as janelas operacionais são mais estreitas que o comum, aumentando a possibilidade de *kicks* e em casos mais extremos *blowout*.

O objetivo do estudo é focado na perfuração e na completção, a fim de defini-las operacionalmente e mostrar os agravantes existentes na operação entre em um poço HPHT, revelando as dificuldades encontradas devido a este ambiente e como desenvolver um projeto a fim de que estas dificuldades sejam superadas e a produção do poço se torne viável.

2 Cenário histórico

Nesta seção será apresentado um breve histórico sobre a indústria do petróleo e a evolução ao passar dos anos dos poços de petróleo no mundo. Em seguida será exposto como as principais características desses poços vêm mudando conforme o cenário geológico e o que acarreta essas mudanças em nível de exploração e como isso afeta os novos projetos.

2.1 Breve histórico da indústria do petróleo

A segunda revolução industrial que teve início entre 1850 e 1870, na Inglaterra, França e Estados Unidos, culminou em novas descobertas e invenções, como o desenvolvimento da produção de energia elétrica, invenção dos meios de comunicação, novos processos de fabricação de aço e avanços na química com a descoberta de novas substâncias entre elas o múltiplo aproveitamento do petróleo e de seus derivados, como fontes de energia (motor a combustão) e lubrificantes.

O primeiro poço de petróleo foi descoberto na Pensilvânia, Estados Unidos, no ano de 1859 pelo norte-americano conhecido como Coronel Drake. O campo foi encontrado em uma região com apenas 21 metros de profundidade. Nesta época, os poços eram terrestres e com as formações produtivas localizadas em baixas profundidades. O que facilitava a sua produção, pois a tecnologia necessária para sua exploração era bem menos sofisticada, tornando os seus custos operacionais baratos e assim o petróleo era um recurso de fácil acesso e com grande potencial para retorno financeiro.

Inicialmente o objetivo para a exploração do petróleo era a obtenção de querosene e de lubrificantes, a gasolina que era resultante do processo de destilação era lançada nos rios ou simplesmente queimada, e quando era usada, fazia-se misturas com o querosene para transformá-la num perigoso explosivo. O uso da gasolina passou a ter uma utilidade mais nobre (combustível) após a invenção dos motores de combustão interna realizada em 1876 pelo alemão Nikolaus August Otto e seu projeto apresentado em 1878. (Varella, 2009).

Outro evento histórico importante na indústria do petróleo foi a Primeira Guerra Mundial que durou de 1914 a 1918 que pôs em evidência a importância estratégica do

petróleo. Pela primeira vez foi usado o submarino com motor diesel, e o avião surgiu como nova arma militar. A transformação do petróleo em material que pode contribuir na guerra e o uso generalizado de seus derivados – era a época em que a indústria automobilística começava a ganhar corpo – fizeram com que o controle do suprimento se tornasse questão de interesse nacional. (CEPA, 1999).

Porém, foi apenas no final da década de 1960 que o petróleo de fato passou a ser a matriz energética mais usada no mundo, como mostra a Figura 2.1.

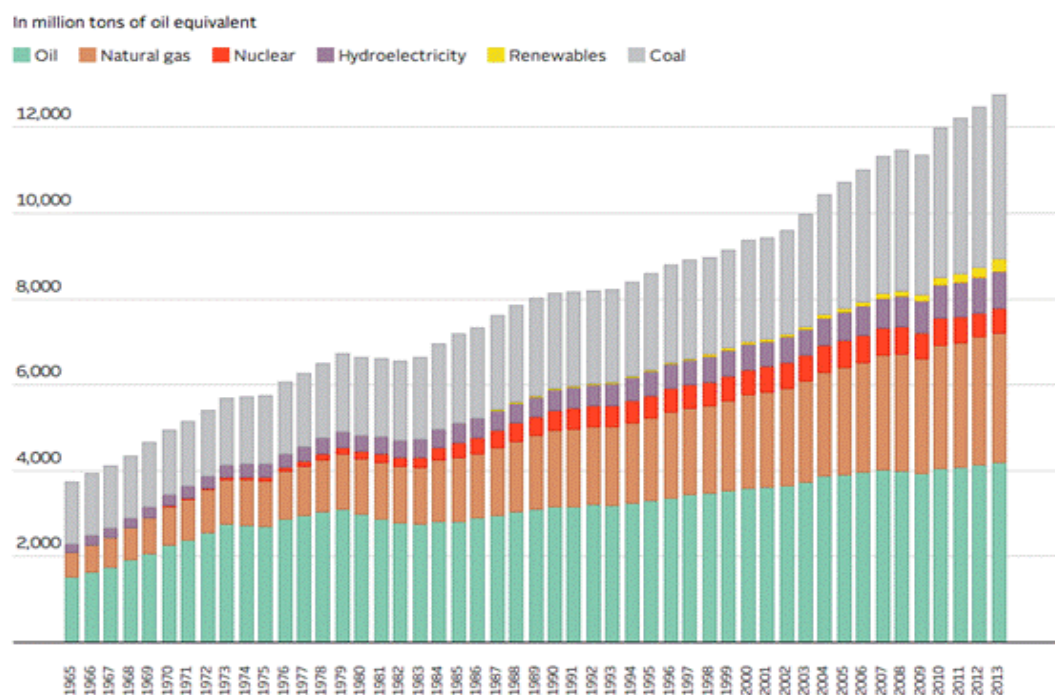


Figura 2.1 – Uso global de energia por tipo de fonte
Fonte: (BP, 2014)

Com essa demanda mundial crescente pelos combustíveis fósseis ano a ano, naturalmente houve a necessidade do aumento da produção de petróleo. Porém, ao mesmo tempo em que se precisa produzir mais, é necessário que se invista na exploração e descoberta de novas reservas para que se haja reposição do recurso, visto que o petróleo é um recurso não renovável.

E naturalmente, seguindo a ordem de exploração, do mais simples para o mais complexo, primeiramente foram explorados e exauridos os reservatórios com maior facilidade de produção, que demandam uma tecnologia mais simples como, por exemplo, o uso do bombeio mecânico em poços terrestres. E à medida que estes

reservatórios foram se esgotando e as reservas já não eram suficientes para suprir a demanda mundial por muitos anos, a cadeia exploratória foi sendo guiada para a área mais complexa de exploração, que demanda mais investimentos e tecnologias, acarretando no desenvolvimento da indústria marítima (*offshore*).

Mais precisamente quanto à indústria marítima, em 1947 foi construída uma plataforma do segundo tipo, designada Kermac 16, que se constituiu na primeira instalada a maiores distâncias da costa marítima, isto é, 16 quilômetros, mas cuja profundidade era de apenas seis metros de lâmina d'água, em Morgan City, Louisiana. Construída pelo consórcio das empresas Kerr-McGee Corporation, HumbleOil e Phillips Petroleum, a plataforma marcou o início da moderna exploração *offshore*. (Morais, 2013).

Já no caso do Brasil, a indústria petrolífera teve sua primeira sondagem realizada no estado de São Paulo entre os anos de 1892 e 1896, realizada no município de Bofete. A primeira descoberta de petróleo foi em 1939 no município de Lobato no estado da Bahia, porém não era um poço economicamente viável, no entanto foi importante para o desenvolvimento da atividade petrolífera na Bahia, que veio a ter o primeiro poço produzido em 1941 no município de Candeias, também na Bahia. A empresa estatal do país foi criada em 1953, a Petrobras, pelo então presidente Getúlio Vargas a fim de nacionalizar e monopolizar o setor. E em 1968 ocorre a primeira descoberta de petróleo no mar, no campo de Guaricema em Sergipe.

Como exemplo da expansão da indústria e evolução da indústria marítima, devido à necessidade de novos reservatórios, a Figura 2.2 e a Figura 2.3 apresentam respectivamente o crescimento da profundidade das lâminas de água dos poços e dos reservatórios que foram perfurados na costa brasileira pela Petrobras a medida dos anos.

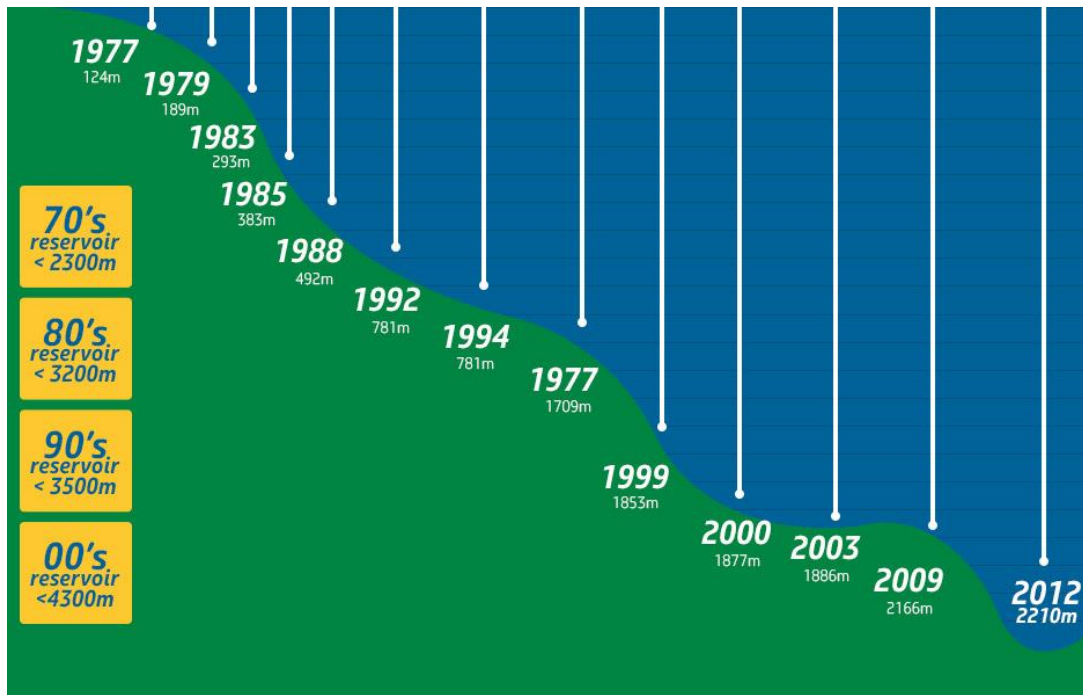


Figura 2.2 – Lâminas d'água dos reservatórios perfurados no Brasil

Fonte: (Petrobras, 2012)

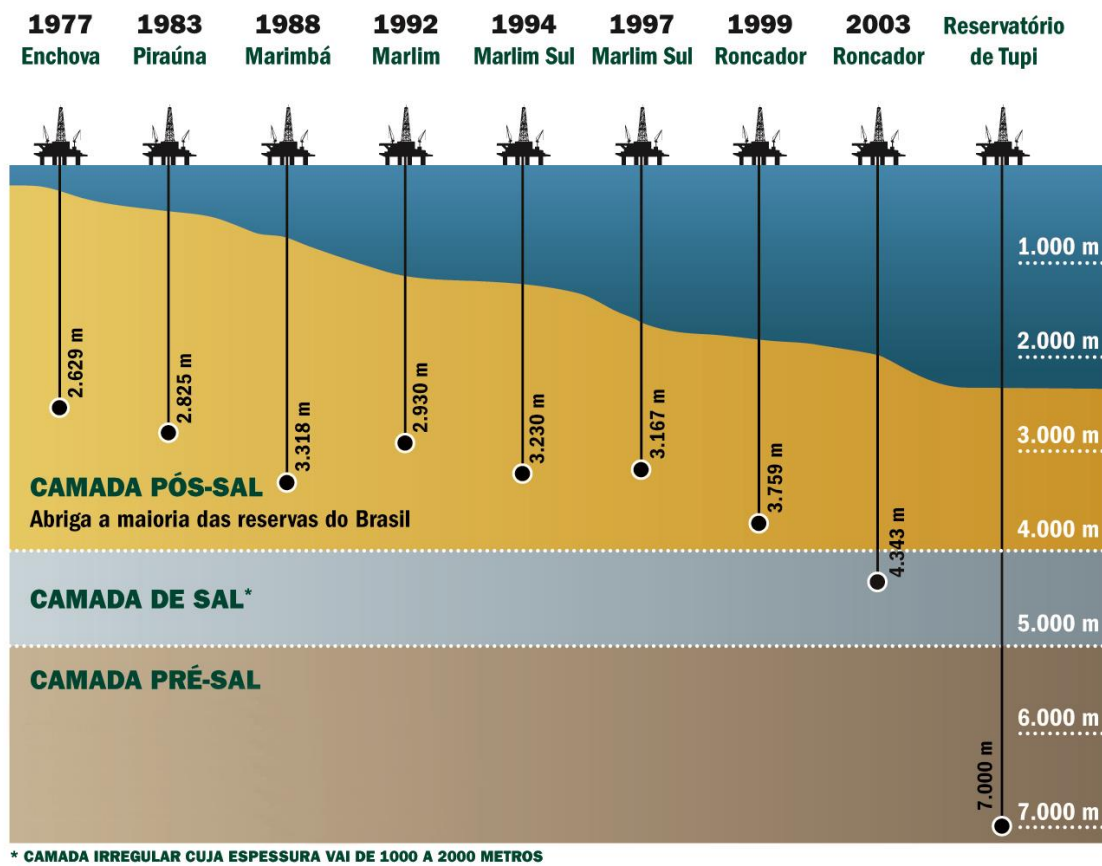


Figura 2.3 – Profundidade dos reservatórios perfurados no Brasil

Fonte: (Petrobras, 2010)

Com essa mudança na localização dos novos reservatórios, cada vez mais profundos e mais longes da costa, toda a indústria tem sido afetada. Foram necessárias novas tecnologias, envolvendo novos equipamentos e fluidos para suportarem condições mais hostis, com pressões e temperaturas cada vez mais altas, fazendo com que os projetos ficassem mais sofisticados, caros e demorados, aumentando também os riscos dos projetos.

Além da tecnologia que com o passar dos anos foi se desenvolvendo e permitindo a exploração de poços tecnicamente inviáveis, outro fator decisivo para o desenvolvimento dos poços não convencionais foi o aumento do preço do barril de petróleo. Em 2003, o preço do barril era de aproximados US\$30,00 mais que triplicou passando para cerca de US\$109,00 o barril em 2008, o que sofreu uma breve queda no ano seguinte, porém em 2011 já alcançou a média de US\$117,00 o barril, tornando a atividade ainda mais lucrativa e a possibilidade de desenvolvimento de poços que antes eram vistos como economicamente inviável, os poços não-convencionais e os HPHT que será o foco do estudo.(ANP, 2015).

3 Características dos Poços HPHT

3.1 Visão Geral

Apesar de representarem apenas 1% da produção mundial dos reservatórios, o número de poços HPHT tem crescido significativamente no cenário atual. Com isso, é de suma importância estudá-los e conhecer suas características para minimizar as dificuldades encontradas em sua exploração e produção. De acordo com a classificação da Schlumberger para um poço ser classificado como HPHT as condições de fundo do poço devem respeitar simultaneamente os valores de 300 °F de temperatura ou 10.000 psi de pressão; Ultra HPHT deve possuir temperatura superior a 400 °F e pressão 20.000 psi; HPTH-hc (extrema alta pressão alta temperatura) e 500 °F de temperatura e 35.000 psi. A Figura 3.1 destaca essa classificação.

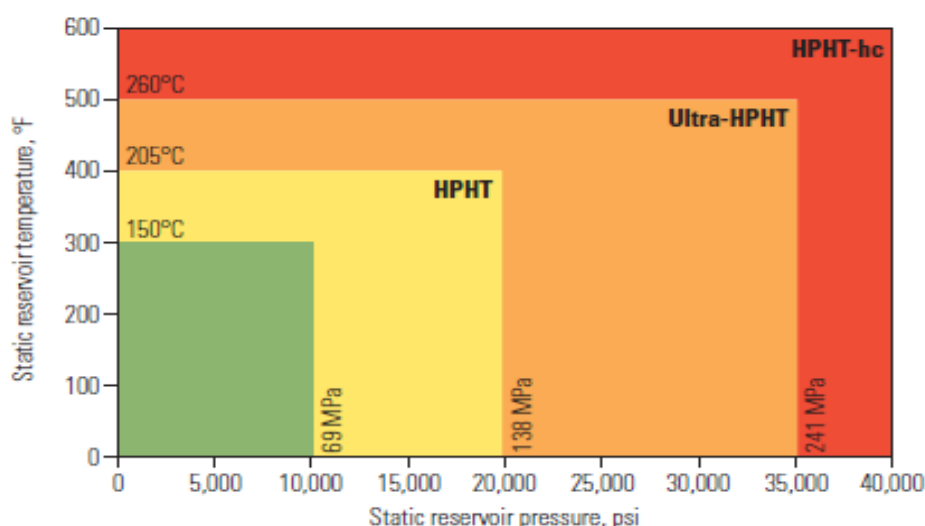


Figura 3.1– Classificação dos poços
Fonte: (Skeates et al, 2008)

Essas pressões anormalmente altas não possuem origens definidas, podendo estar associadas à permeabilidade da formação, tipo de fluido, temperatura, existência de um ambiente selado, água liberada por transformação mineral, geração de hidrocarbonetos, diferença de densidades, transferência lateral de pressão, migração de fluidos, efeito de sobrecarga e tectonismo. O conhecimento do tempo geológico a que

certa litologia pertence é de fundamental importância na estimativa dos gradientes de pressão de poros, uma vez que a forma de compactação pode ter sido totalmente diferente de um tempo geológico para outro. (Rocha & Azevedo, 2009).

“As eras cenozóica, mesozóica e paleozóica, contem formações sobre pressurizadas em bacias localizadas em varias partes do mundo. Estatisticamente, as pressões anormalmente altas são mais freqüentes em sedimentos da era cenozóica, entretanto os da era mesozóica são tidos como os mais severos, necessitando de pesos de fluido superiores a 18,0 lb/gal para controle do poço” (Rocha & Azevedo, 2009).

Na figura 3.2 tem-se um exemplo de um possível tectonismo na ascensão do sal, transferência de pressão lateral num sistema isolado. Além disso, pelo tempo geológico é possível fazer uma estimativa do gradiente de pressão, onde a formação do período Jurássico provavelmente possui grande importância.

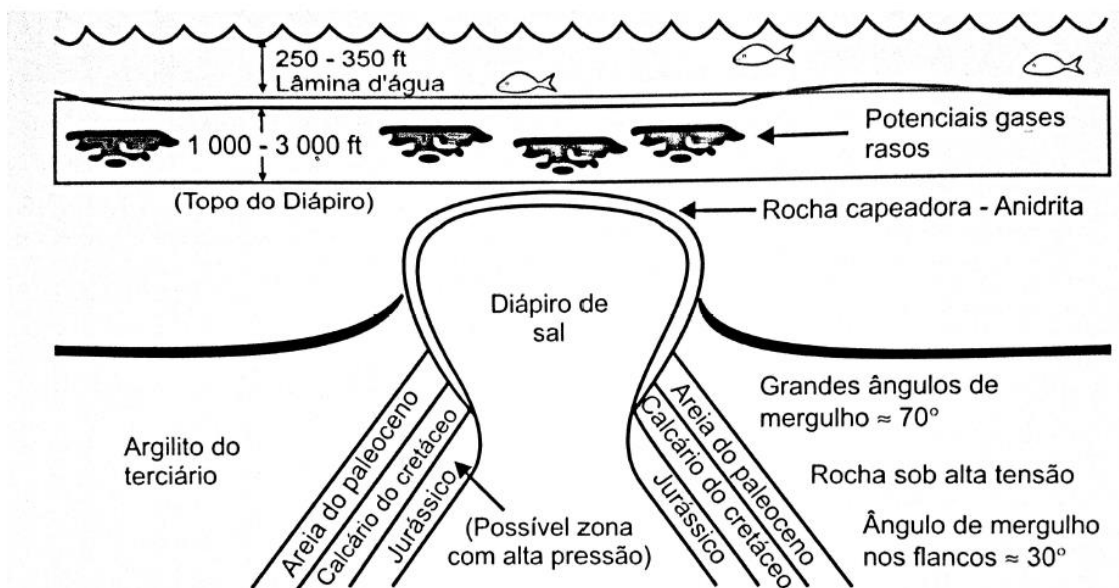


Figura 3.2 - Transferência de pressão lateral num sistema isolado

Fonte: (Rocha & Azevedo, 2009)

Esse conhecimento prévio geológico já nos permite prever essas condições de temperatura e pressão, o que também nos faz ter o breve conhecimento sobre os equipamentos e as características dos materiais que serão utilizados futuramente na perfuração e na completação desse tipo de poço.

Quanto as altas temperaturas, os poços HPHT atravessam zonas com altos gradientes de temperatura. Um gradiente geotérmico normal quando este está na ordem de 25 a 30°C/km. Logo, valores que ultrapassem 30°C/km são considerados gradientes de temperatura elevados. Nessas condições, um poço terrestre de 4500 metros de profundidade, perfurado em uma área em que o gradiente geotérmico é de 25°C/km, terá temperatura de fundo de 132,5°C. Essa temperatura é muito menor que a esperada para um poço HPHT com a mesma profundidade. Nesse caso, com a mesma temperatura de superfície e gradiente geotérmico de 35°C/km, a temperatura de fundo de poço seria igual a 177,5°C. Podemos ver alguns exemplos de gradientes geotérmicos em algumas bacias marítimas brasileiras na Tabela 3.1.

Tabela 3.1 – Gradientes Geotérmicos em bacias marítimas brasileiras

Fonte: (Rocha & Azevedo, 2009)

Gradientes Geotérmicos		
Bacia	°C/km	°F/100ft
Potiguar	36,5	2,0
Alagoas	34,6	1,9
Sergipe	32,8	1,9
Ceará	31,0	1,7
Santos	25,5	1,4
Campos	23,7	1,3
Foz do Amazonas	23,7	1,3

“Devido à geologia local, a Petrobras já prevê a ocorrência, em seus futuros poços no pré-sal, de zonas de alta pressão e alta temperatura (HPHT). A companhia, em parceria com a empresa Baker Hughes, aprovou duas novas formulações de fluidos não aquosos, 100% sintéticos, capazes de perfurar zonas salinas com temperatura de fundo de poço de até 166°C – o caso HPHT previsto.” (Assayag et al, 2012).

Para se garantir que um poço possui tais características de altas pressões e altas temperaturas, vários testes são feitos durante toda a vida exploratória do poço, entre os principais podemos citar na Tabela 3.2.

E quanto à localização, os poços HPHT podem ser encontrados nos devidos lugares: Estados Unidos (águas profundas do golfo do México e poços terrestres), Mar da Noruega, Mar do Norte, Tailândia e Indonésia, Canadá, Califórnia, Venezuela e leste da Europa, conforme a Figura 3.3.(Steakes et al, 2008).

Tabela 3.2– Testes realizados durante a vida produtiva do poço
 Fonte: (Lopez & Costa, 2011)

Fonte de Dados	Indicador de Pressão	Época do Registro
Métodos Geofísicos	Reflexão Sísmica, Gravimetria	Antes da Perfuração
Parâmetros de Perfuração	Taxa de Penetração, Expoentes D e D _c , Torque e Arraste	Durante a Perfuração
Fluido de Perfuração	Corte de Água ou Gás, Resistividade e Tempo de Retorno	Durante a Perfuração
Ferramenta Computacional	PWD (Pressure While Drilling)	Durante a Perfuração
Cascalho	Massa Específica, Volume, Forma, Tamanho ou Quantidade	Durante a Perfuração
Perfilagem	Perfis Elétricos, Acústicos e Densidade	Após Perfurar
Medida Direta de Pressão	Pressão na Coluna de Teste	Após Perfurar



Figura 3.3 – Localização dos poços HPHT
 Fonte: (Steakes et al, 2008)

3.2 Dificuldades oriundas das altas pressões e temperaturas

Nas grandes profundidades de lâminas de água, as tubulações que conectam as plataformas ao fundo do oceano, chamados *risers*, precisam ser resistentes o suficiente para serem capazes de suportar as correntes marítimas, as ondas sísmicas, as flutuações de base e a corrosão provocada pelo dióxido de enxofre que pode estar contido no óleo. Além disso, eles precisam ser leves e flexíveis por serem deslocados pelas plataformas.

Nas condições de fundo de poço apresentadas anteriormente, um grande problema apresentado é a vida útil das ferramentas e dos aditivos químicos que são afetadas pelas altas pressões e altas temperaturas. No caso dos fluidos de perfuração e simulação e equipamentos de testes o problema não é agravado, pois estes são expostos por pouco tempo a estas condições, porém no caso de *packers*, equipamentos de monitoramento de reservatório, telas de areia e sistemas de cimento, o problema é notório porque estes devem durar por muitos anos nestas condições, até mesmo depois da vida produtiva do poço.

Dentre os equipamentos mais afetados por essas condições extremas são os componentes da cabeça de poço e do sistema da árvore de natal, assim como os elementos não metálicos usados no revestimento anular, *tubing hanger* e nas vedações das válvulas da árvore de natal. Esses sistemas são feitos por vários componentes que requerem interfaces de selamento entre elas. E estas interfaces normalmente possuem material primário não metálico que são inadequados para o longo uso em aplicações de produção em poços HPTH.

As temperaturas extremas favorecem ao desgaste prematuro destes componentes não metálicos e as altas pressões contribuem para a deterioração, extrusão e descompressão destes componentes. Com isso, usa-se material metálico para eliminar o problema associado à degradação dos sistemas em longo prazo, causado pela deterioração dos itens não metálicos.

As condições HPHT amplificam o risco que já é existente em poços convencionais, reduzindo a margem para erros e tornando as conseqüências, caso haja uma falha, ainda mais severa. Logo são necessários testes em laboratórios, para constatar a qualidade dos materiais e equipamentos que serão utilizados antes destes serem aplicados à indústria. (Steakes et al, 2008).

As avaliações laboratoriais são responsáveis por checar três principais categorias, fluidos, dispositivos mecânicos e dispositivos eletrônicos. O objetivo destas análises são basicamente dois, saber se o fluido pode ser preparado e colocado corretamente no poço e saber se o fluido será suficientemente estável para realizar todas as suas funções. O protocolo do teste é bem complexo, envolvendo reologia, filtração, corrosão e avaliação de propriedades mecânicas.

Com todos estes agravantes, os complexos poços HPHT são propensos a incidentes no controle do poço causados por abatimento de barita e difusão de gás nas lamas de perfuração convencional. No mar do Norte relatórios informam que normalmente há um incidente de controle para cada poço HPHT perfurado.

Todo este cenário apresentado indica que o desenvolvimento de poços em campos com tais características jamais poderiam ser viáveis. Porém, com as novas tecnologias em perfuração de poços HPHT, o preço do barril que manteve um nível crescente nos últimos anos e a necessidade de aumentar as reservas, fez com que a extração de hidrocarbonetos desses reservatórios seja possível. É importante dizer que essas reservas possuem mais hidrocarbonetos que um poço convencional. Se a análise inicial indica que este é o caso, a criação do poço HPHT é visto como economicamente viável e possivelmente rentável para as empresas petrolíferas.

Concluindo, devido à natureza imprevisível deste poço, o planejamento dos mesmos, exige um nível significativo de especialização de técnicas, equipamento e intenso investimento na detecção e análise de geopressões da área identificada.

3.3 Planejamento do poço

Quanto ao planejamento de um poço HPHT, deve ser dada atenção especial não só às pressões e às temperaturas que foram abordadas anteriormente, mas também à pressão de poros.

É essencial a previsão bem precisa da pressão de poros para o planejamento do poço. Devem ser utilizadas técnicas bem avançadas em perfis, dados sísmicos e modelagem de bacias para que sejam adicionados diferentes mecanismos geradores de zonas anormalmente pressurizadas e assim dar mais confiança ao projeto.

Uma estimativa precisa do perfil de temperatura do poço também deve ser elaborada. O valor máximo a ser atingido irá definir o range da temperatura em que os equipamentos de controle de poço e as ferramentas de LWD irão trabalhar. As ferramentas convencionadas de LWD são limitadas geralmente à temperaturas de 150°C. No caso de poços HPHT em águas profundas a mínima temperatura prevista também é importante para a determinação das medidas de prevenção que devem ser tomadas contra a formação de hidratos. (Rocha & Azevedo, 2009)

Procedimentos operacionais e equipamentos requerem um planejamento especial principalmente quando o fluido base óleo está sendo utilizado. Isto se deve à influência da temperatura na densidade do fluido, em que o aumento no reservatório desse parâmetro leva a uma expansão do fluido, acarretando assim uma redução de sua densidade. Entretanto, a pressão também interfere na densidade do fluido, em que seu aumento resulta na redução do volume do fluido, levando a um aumento da densidade deste, já que a massa de fluido permanece constante.

Apesar de atuarem de forma oposta no comportamento da densidade do fluido base óleo, observa-se que o efeito da temperatura é dominante quando comparado ao efeito da pressão, principalmente sob condições de baixa pressão. Vale ressaltar também que em fluidos base água o efeito da pressão é muito pequeno e em poços com baixa temperatura e fluido base óleo, a pressão pode ter efeito predominante.

A figura 3.4 ilustra um fluido de densidade nominal de 14,5 lb/gal variando de 14,35 lb/gal até 14,65 lb/gal em função das mudanças da temperatura. Na primeira seção, da superfície até o fundo do mar observa-se que a temperatura diminui de acordo com o aumento da profundidade, porém mais próximo ao fundo do mar há um ganho na temperatura, isto deve-se ao fato de haver tanto fluido subindo pelo *riser* que está aquecido quanto fluido descendo pelo *riser*. No fundo do poço podemos observar um aumento do peso do fluido ao invés de sua diminuição, isso ocorre devido no fundo do poço ter a deposição de materiais sólidos e da presença de cascalhos, aumentando assim o peso.

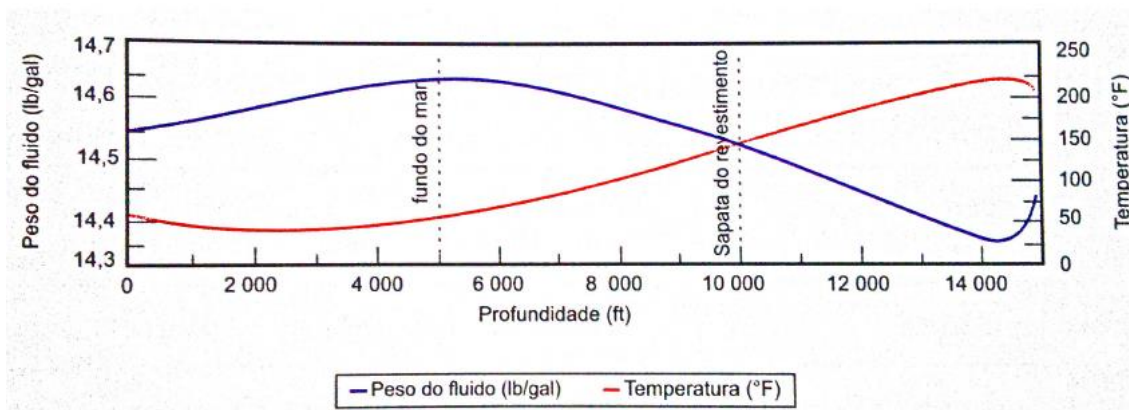


Figura 3.4 – Variação da densidade do fluido conforme a temperatura
 Fonte: (Rocha & Azevedo, 2009)

O estreitamento da janela operacional, freqüentemente observada em poços HPHT, a limitação de equipamentos e a solubilidade do gás nos fluidos sintéticos fazem com que o controle do poço fique mais crítico. Além disso, essa janela faz com que fenômenos denominados de falsos *kicks*, sejam mais freqüentes. Na figura 3.5 podemos ver pelo perfil que assim que a temperatura passa dos 150°C e 3500 m de profundidade, a pressão de poros cresce rapidamente, tendo valores mais próximos à pressão de fratura do reservatório e conseqüentemente diminuindo a janela operacional do poço. Em um poço HPHT este gradiente é mais acentuado do que em um poço convencional.

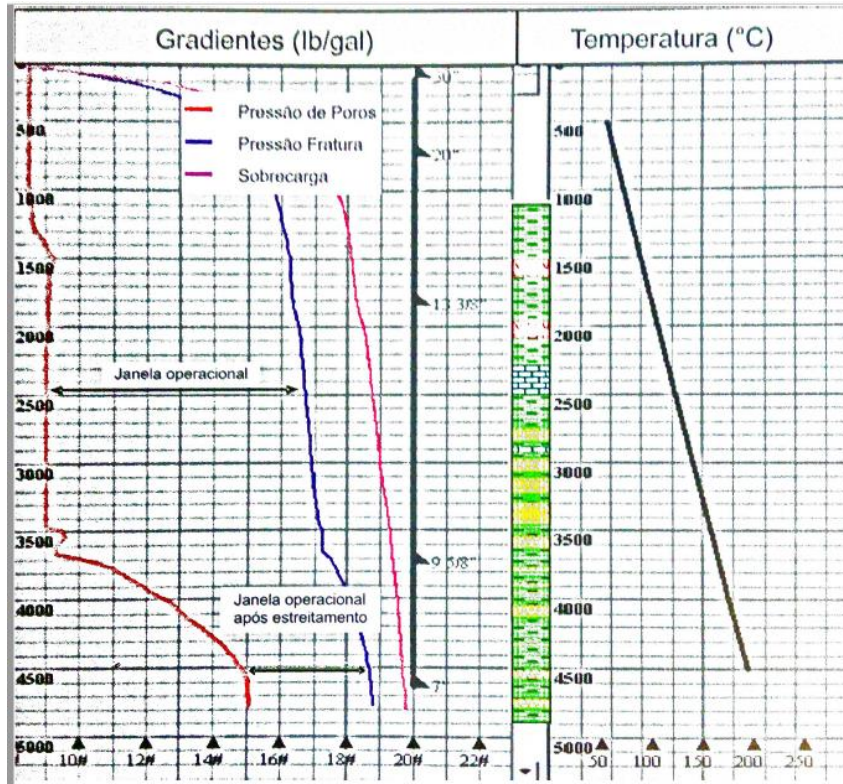


Figura 3.5 – Exemplos de gradientes de pressão de um poço HPHT
 Fonte: (Rocha & Azevedo, 2009)

4 Perfuração de poços HPHT

4.1 Introdução

Como dito nos capítulos anteriores, o aumento da demanda por energia levou a exploração e a produção de petróleo e gás para ambientes mais complexos, onde uma dessas áreas desafiadoras é a de altas pressões e temperaturas. Poços HPHT são definidos para pressões acima de 10.000 psi e de temperatura acima de 300°F. Porém, este limite pode ultrapassar a 20.000 psi e 450°F. Devido a isto, muitas técnicas que são aplicadas em poços com condições normais devem ser reexaminadas antes de serem aplicadas a poços HPHT para não resultar em consideráveis perdas financeiras.

A maioria dos riscos de perfurar um poço HPHT está relacionada a formações com pressões anormalmente altas. Em tese, estes poços devem ser perfurados com um peso de lama suficientemente alto para se ter uma margem segura acima da pressão de poro. O principal trabalho do engenheiro responsável pelo fluido será de formular um fluido capaz de maximizar a taxa de penetração e minimizar o dano a formação.

Uma formação com pressão anormalmente alta se torna um problema maior quando a pressão de fratura da formação está perto da pressão de poro na mesma zona. Isto resulta em condições de perfuração onde *kicks* ocorrem normalmente e onde fraturas podem ser iniciadas resultando em perdas de fluidos que dificilmente são controladas.

Estes problemas são ilustrados no campo de Elgin operado pela Elf Exploration UK no Mar do Norte, onde a janela de operação começa a se encurtar para profundidades acima de 5000 metros, na Figura 4.1.

Altas pressões e altas temperaturas impactam nas propriedades da lama de uma forma dinâmica podendo ter grande efeito no controle do poço. O controle e a prevenção de influxos de fluidos do reservatório para o poço (*kicks*) são sempre o centro de uma perfuração segura, porém em poços HPHT o perigo de um *kick* é amplificado. Os três pontos de uma perfuração segura são: prevenção de *kick*, detecção de *kick* e controle de poço.

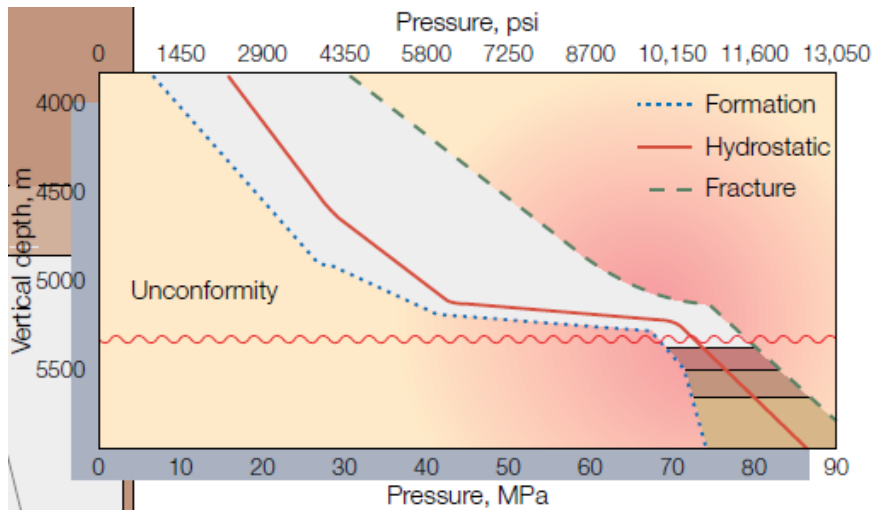


Figura 4.1 – Janela de Operação do campo de Elgin

Fonte: (Adamson et al, 1998)

A melhor maneira de evitar problemas no controle do poço é prever as situações conhecidas antecipando *kicks* e tomando as medidas preventivas. Como exemplos podem ser citados:

1. Quando formações de alta pressão são perfuradas, *kicks* geralmente ocorrem quando o conjunto de perfuração está sendo puxado para fora do poço. O movimento do conjunto cria um efeito pistão reduzindo a pressão abaixo da broca, chamado *swabbing*. Uma demorada rotina é adotada para checar se o *swabbing* irá causar influxo.

2. Antes do conjunto de perfuração ser puxado para fora do poço, a lama na broca é circulada para superfície (procedimento chamado *circulating bottom up*). Se não tiver gás livre, dez peças do tubo de perfuração são retiradas. A coluna é então colocada até a profundidade total e a lama é circulada. É medida a quantidade de gás na lama outra vez, com um aumento indicando *swabbing*. Se o *swabbing* causar um influxo, o peso da lama irá aumentar levemente e a coluna é retirada do poço mais lentamente. A circulação de lama enquanto a retirada do poço é feita, também ajuda a conter o *swabbing*, processo feito facilmente com ajuda do *topdrive*.

3. A combinação de um fluido de perfuração relativamente viscoso, poços profundos e um pequeno espaço livre no anular leva a pressões de fricção maiores que as normais durante a circulação da lama. Na formação, a pressão hidrostática da lama e a pressão de fricção se combinam para se obter a ECD (massa específica equivalente de circulação). Mas durante uma conexão, o fluxo de lama é interrompido e a pressão de fricção é nula. Com a redução da ECD, pequenas quantidades de gás, denominado gás de conexão, podem permear a partir da formação. Se o tempo de circulação do fundo do poço até superfície (*circulating bottoms up time*) exceder o tempo de perfurar até o próximo ponto de conexão, o gás que entrou durante a conexão anterior pode passar despercebido. O gás adicional pode entrar assim que outra conexão é feita, significando um sério aumento no risco de um *kick*. O procedimento seguro é garantir que o fluido abaixo da broca seja de fato circulado antes de fazer uma nova conexão.

Quanto à detecção de *kicks*, nenhuma técnica pode garantir isenção de *kicks*, a detecção de influxo permanece vitalmente importante. As detecções tradicionais de fluxo se baseiam na observação do aumento do nível da lama ou pela verificação de fluxo, parando a perfuração e observando se há fluxo no poço. Comparações entre as taxas de fluxo de entrada e de saída também são utilizadas. Para que a detecção fique mais confiável, a transferência de lama para o sistema ativo é rigidamente controlada e normalmente não permitida durante a perfuração.

Atualmente, o serviço de detecção precoce de gás se baseia no princípio que pulsos acústicos criados pela ação normal das bombas de lama viajam mais devagar através de lamas contendo gás do que em lamas puras. Os pulsos são medidos como variações de pressão, no interior da tubulação (*standpipes*) quando a lama entra no poço e no anular quando ela sai. Se o poço está estável e não há entrada de gás, a relação de fases entre os pulsos de pressão no *standpipe* e no anular é constante ou muda gradualmente conforme a perfuração do poço torna-se mais profunda. Quando o gás entra, os pulsos viajam muito mais rápido, subindo pelo anular, mudando radicalmente a fase e disparando um alarme na torre de perfuração. A presença de gás em alta pressão pode também ser indicada por alterações nas condições de perfuração. Aumento nas

taxas de penetração, torque ou temperatura da lama na linha de retorno de fluxo da lama na superfície pode significar o início de um *kick*.

Quanto ao controle de poço, assim que o *kick* é detectado, a perfuração é parada e o poço é fechado. O influxo deve ser então retirado enquanto a pressão é mantida sob controle. Os BOPs (*Blowout preventer*) são os meios primários de fechamento do poço. Uma vez que há suspeita de *kick*, o BOP é fechado. Um elemento flexível de borracha é acionado usando pressão hidráulica, pois é suficientemente flexível para selar o espaço em torno de qualquer equipamento do poço. Quando estabelecido que nenhum acoplamento auxiliar está no caminho, o BOP de gavetas é fechado (*pipelam*), vedando o espaço ao redor do tubo de perfuração. Com isso, a lama não pode mais retornar através da linha de fluxo para a peneira vibratória (*shaleshakers*) e para o tanque de lama.

A capacidade do BOP de resistir à pressão depende dos elastômeros dentro das gavetas e da possibilidade de não serem extrudados. Com o aumento da temperatura, a extrusão se torna mais comum. Os selos devem agüentar prolongadas temperaturas que chegam a 400°F, além dos limites de componentes comuns. Às vezes monitores especiais de temperatura do BOP são usados para garantir que esses limites expandidos não sejam violados.

Se o *kick* ocorrer durante a perfuração, uma lama mais pesada deve ser imediatamente bombeada para o poço. O influxo de fluido da formação é deslocado subindo pelo anular, expandindo conforme a diminuição da pressão. Na superfície, o influxo de lama chega até o *choke manifold* pela *chokeline* onde tem sua pressão reduzida pelo *choke*. O poço então é lentamente colocado sob controle pela seleção cuidadosa do peso da lama e abertura do *choke*.

4.2 Desafios na Perfuração em ambientes HPHT

As perspectivas de desenvolvimento em poços HPHT podem exigir a superação de formidáveis desafios na perfuração. Equipamentos capazes de perfurar nesses ambientes são maiores devido aos requisitos como: grande carga no gancho, bombas de

lama, tubos de perfuração (*drillpipe*), capacidade de lama na superfície. Devido a estes requisitos, os equipamentos são também mais caros. Poços HPHT por definição requerem um fluido de alta densidade necessitando também de alto carregamento de sólidos.

O alto carregamento de sólidos, que resulta em pressões mais elevadas, combinados com a competência da rocha (grau de resistência das rochas para qualquer erosão ou deformação em termos de resistência mecânica) nas grandes profundidades, leva a baixas taxas de penetração, estendendo o tempo no local, aumentando os custos da perfuração.

Em casos extremos, pressão, temperatura, e níveis de gases ácidos podem limitar a seleção e função dos equipamentos de fundo de poço e dos fluidos. Estas limitações podem ser tão severas que ferramentas MWD/LWD se tornam inutilizáveis, a interpretação das medidas da pressão no anular no fundo usada para o gerenciamento das pressões fica indisponível. Isto acaba por colocar demandas adicionais no fluido de perfuração nos modelos hidráulicos e de temperatura, que se tornam o melhor, senão o único recurso para obter informações de pressão no fundo do poço.

Estes modelos são baseados nos dados de entrada na superfície e medições realizadas em laboratório das propriedades do fluido sob as mesmas condições do poço.

A perfuração de poços HPHT possui desafios especiais quando comparada a de poços convencionais. Como:

- Aumento de fricção mecânica do fluido com a profundidade do poço;
- A maioria dos tratamentos químicos do fluido de perfuração deriva de produtos naturais que começam a ser degradados entre temperaturas de 250 a 275°F;
- O resto de um volume de *kick* de gás que sobe pelo espaço anular permanece constante de 14.000 a 10.000 ft. De 10.000 a 2.000 o volume triplica. Mas de 2.000 até a superfície é cem vezes maior;
- À medida que o fluido do reservatório se expande rapidamente, ele força a saída da lama do poço, reduzindo assim sua quantidade, reduzindo a pressão hidrostática na formação, permitindo que fluidos do reservatório entrem, e finalmente, causando *blowout*.

4.3 Fluidos de Perfuração

4.3.1 Composição dos fluidos de perfuração

Os fluidos de perfuração podem ser apresentados tanto nas formas líquida, gasosa, sólida ou mista (líquida e gás). Os fluidos em estado líquido podem ser à base água, o que é mais comum, ou à base óleo que são utilizados comumente em situações mais específicas como em formações salinas e em poços HPHT.

Nas lamas à base água, as partículas sólidas ficam suspensas em água ou em salmoura. O óleo pode estar emulsificado em água, caso em que a água é chamada de fase contínua. Já no fluido à base óleo ocorre o oposto, as partículas sólidas ficam suspensas em óleo e a água é emulsificada no óleo, ou seja, o óleo é a fase contínua. (Caenn et al, 2014)

Na solução de fluidos à base água, os sólidos não se separam da água após uso prolongado. Sólidos em solução com água incluem: sais como cloreto de sódio e cloreto de cálcio; surfactantes como detergentes e floculantes; colóides orgânicos como polímeros de celulose e acrílicos. Já a lama à base óleo contém: agentes emulsificantes de água, agentes de suspensão e agentes de controle da filtração que contém cascalhos das formações perfuradas, podendo conter também barita para aumentar a densidade. (Caenn et al, 2014)

Já os gasosos, possuem como base o ar, o gás natural ou o nitrogênio. Os fluidos mistos podem ser classificados como névoas (concentração volumétrica de gás maior que 97,5%); espumas (concentração de gás entre 55 a 97,5%); ou fluidos areados ou nitrogenados (concentração de gás menor que 55%). (Santos, 2013).

A decisão na hora da escolha entre os fluidos de perfuração a base óleo ou a base água é provável que seja feita antes da análise detalhada das propriedades da lama. Lamas à base de água incluem lamas com bentonita convencionais e sistemas de polímeros, enquanto lama à base de óleo pode ser uma emulsão invertida, todo o sistema de óleo, ou de base de óleo sintético. Cada uma apresenta vantagens, seja em custo, menor impacto ambiental ou desempenho durante a perfuração.

A estabilidade (definida pela reologia e pelo controle da perda de fluidos) de lamas à base óleo em altas temperaturas é uma vantagem em poços HPHT. A maioria é estável até pelo menos 450°F após 16 horas de testes em laboratório. Porém, também existem algumas desvantagens significantes sob essas condições. A mais notável é a solubilidade do gás no fluido o que torna a detecção de *kicks* mais difícil.

Um influxo de gás durante a perfuração irá para a solução onde permanecerá lá sem ser percebido um aumento significativo no volume da solução até este for se aproximando da superfície. À medida que a pressão é reduzida, o gás tende a sair da solução aumentando rapidamente o seu volume, requerendo reações rápidas no controle do poço. Além disso, a expansão térmica em fluidos de perfuração à base óleo são maiores do que em lamas à base água, podendo causar pressurização do anular.

As vantagens e desvantagens convencionais das lamas base óleo também se aplicam a poços HPHT: boa proteção contra o aprisionamento por pressão diferencial (*differential sticking*), proteção do reservatório e estabilidade em formações como folhelho, argila e sal. A lama a base óleo sintético foi testada e obteve sucesso em seu uso em condições de até 395°F, sendo ela biodegradável e com pequena toxicidade, reduzindo o risco de dano ambiental durante a perfuração. (Adamson et al, 1998).

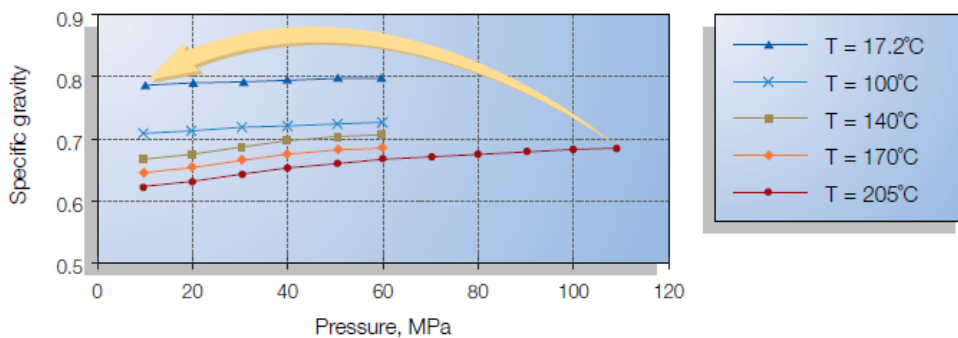


Figura 4.2 – Dados da base do óleo sintético usada na formulação

Fonte: (Adamson et al, 1998)

A previsão da pressão hidrostática exige os dados PVT (pressão, volume e temperatura) para a lama, além de uma simulação acurada do perfil de temperatura no fundo do poço. A compressibilidade de um fluido de perfuração depende do seu fluido de base; os sólidos são incompressíveis. O sistema a base óleo sintético possui características de ser biodegradável e baixa toxicidade foi usado a 395°F e peso até 19 ppg. A densidade do fluido base sob estas condições à 16.000 pés foi de 0,68. O mesmo

fluido retorna à superfície com gravidade específica de 0,79, 14% de redução em sua densidade sendo importante na computação da pressão estática.

4.3.2 Funções do fluido de perfuração

Muitos requisitos são exigidos dos fluidos de perfuração. Historicamente, o propósito primordial dos fluidos de perfuração era servir como um veículo para a remoção dos cascalhos do poço, mas hoje as diversas aplicações dos fluidos de perfuração dificultam a atribuição de funções específicas. (Caenn et al, 2014)

Entre as principais funções executadas pelo fluido podem ser citadas:

1. Carrear os cascalhos gerados pela perfuração e transportá-los pelo espaço anular, separando-os na superfície;
2. Resfriar, lubrificar e limpar a broca;
3. Reduzir o atrito entre a coluna de perfuração e as laterais do poço;
4. Manter a estabilidade das seções não revestidas do poço;
5. Prevenir a entrada de fluidos do reservatório;
6. Formar um reboco fino e de baixa permeabilidade que sele os poros e outras aberturas nas formações penetradas pela broca;
7. Auxiliar na coleta e na interpretação das informações disponíveis a partir dos cascalhos provenientes da perfuração, de testemunhos e do perfil elétrico.

Visto a grande quantidade de funções do fluido de perfuração, é possível notar que as atividades de perfuração só são possíveis de serem realizadas graças aos fluidos. Outro fato é que se o fluido de perfuração não estiver de acordo com o ambiente a qual está sendo utilizado, este pode acarretar em diferentes problemas como perda de circulação, maior desgaste dos equipamentos, ineficiência na limpeza e até possíveis danos ambientais, impactando diretamente no preço e viabilidade do projeto.

Além dessas funções citadas, a limpeza do poço e o controle da pressão da formação podem ser consideradas como funções críticas do fluido de perfuração. Estas são alcançadas quando a pressão exercida pela lama é suficiente para resistir à pressão de

poros e a viscosidade é suficiente para transportar os cascalhos do fundo até a superfície. Além disso, a viscosidade também deve ser suficiente para manter os sólidos em suspensão.

Durante operações de rotina de perfuração, a mudança entre os turnos da tribulação deve ser muito bem controlada porque qualquer pequena mudança na observação dos parâmetros de perfuração pode indicar um grande potencial de desencadear um problema. Estas devem ser verificadas a cada 15 minutos até a mudança de turno para a próxima equipe, a viscosidade, densidade e temperatura da lama.

Cálculos convencionais da pressão de fundo de poço que assume as propriedades do fluido constantes são práticas para o uso do dia a dia e suficientemente precisa para a rotina. A pressão estática no fundo do poço é facilmente calculada pelo peso da lama medido na superfície, enquanto as pressões adicionais devido à circulação podem ser calculadas usando relações entre a taxa de bombeamento e a propriedade reológica do fluido de perfuração.

Erros que resultam de se ignorar as variações nas propriedades da lama são pequenas em poços rasos. Nesses ambientes, os engenheiros podem se concentrar na formulação de fluidos de perfuração para o limite das taxas de penetração e condições ideais no poço. As formações podem comumente suportar uma moderada sobrepressão antes que sejam fraturadas o que permite que os engenheiros possam adicionar uma confortável margem de segurança quando estão aumentando o peso da lama.

Entretanto, as propriedades da lama variam com a pressão e temperatura, afetando a acurácia tanto da medição da superfície quanto da estimativa de fundo de poço da viscosidade e do peso da lama. Em poços HPHT essas variações são significativas devido à pequena margem de segurança disponível.

Daí a grande importância do estudo das propriedades do fluido, visando defini-las e ainda mais importante checá-las durante a operação a fim de se obter um fluido ideal para otimização da perfuração.

4.3.3 Propriedades do fluido de perfuração:

Através da compreensão e do estudo das propriedades químicas e físicas dos fluidos de perfuração é possível classificá-los. Segundo Caenn et al. (1995), as principais propriedades que devem ser estudadas para classificar um fluido são: peso, viscosidade, reatividade e controle de perda de fluido e dentro de cada item deve-se estudar as características específicas, tais como: densidade (no caso do peso); força gel e parâmetros reológicos (no caso da viscosidade); parâmetros de filtração (no caso de controle de perda de fluidos) e teor de sólidos, pH, sólidos ativos e lubrificidade (no caso da reatividade). (Guimarães & Rossi, 2007).

1) Densidade da lama

Definida pela razão entre o peso por unidade de volume. Na indústria é normalmente medida pelas unidades libras por galão (lb/gal) ou libras por pé cúbico (lb/ft³).

A densidade da lama é dependente tanto da pressão quanto da temperatura. O total de massa em um poço irá variar de acordo com a distribuição da temperatura no poço. Esta distribuição depende da temperatura da formação e do histórico de perfuração. O volume de lama ativo em um poço HPHT muda significativamente quando a circulação começa ou é interrompida, mesmo quando não há perda de circulação ou influxo. A razão para as mudanças pode ser de um ou dos dois efeitos:

- A lama expande ou se contrai devido a variações na temperatura
- A lama expande ou é comprimida devido a variações na pressão

2) Propriedades Reológicas

São propriedades que se referem ao fluxo de fluidos no sistema de circulação sonda-poço. Os parâmetros reológicos mais comuns utilizados nos campos são: viscosidade plástica e o limite de escoamento. (Santos, 2013).

As propriedades reológicas do fluido de perfuração são freqüentemente aproximadas para serem independentes da pressão e da temperatura. Em vários casos esta é uma boa aproximação. Para poços rasos, as mudanças na temperatura não são grandes, e por isso as variações reológicas com a temperatura são pequenas. Vários

poços têm um grande intervalo entre as pressões de poro e de fratura, avaliações e análises cuidadosas dos efeitos da pressão e da temperatura na reologia são necessárias. Entretanto, para poços com pequenas margens entre a pressão de poro e de fratura da formação são necessárias avaliações e análises dos efeitos da temperatura e pressão na reologia e na probabilidade de *kicks*.

3) Força Gel

Representa a resistência ao movimento do fluido de perfuração a partir do repouso, sendo expressa em lbf/100 ft². Essa propriedade é também medida em viscosímetros rotativos. Força gel alta resulta em pressões de pistoneio elevadas, em dificuldade na separação do gás na lama na superfície, em redução da velocidade de migração do gás e em dificuldade na transmissão de pressão. (Santos, 2013)

4) Filtrado

O filtrado HPHT cresce com o aumento da temperatura. Isto deve-se principalmente a perda da função do produto e as mudanças na compressibilidade do reboco (*filter cake*) com a mudança de temperatura. Acima de diferenciais de pressão de 100 psi, a pressão aumenta tendo pequeno efeito em lamas filtradas a base de argila indicando efeitos na compressibilidade dos rebocos – *filter cakes*. Em geral, os polímeros mantêm o controle da função de filtração do poço além da temperatura a qual eles perdem capacidade viscosa. Isto deve-se ao fato que mesmo sendo pequeno o efeito das cadeias quebradas de polímeros, eles são capazes de funcionar como agente de controle da filtração mas não como de viscosidade.

5) Lubricidade

Uma das funções do fluido de perfuração é lubrificar a coluna de perfuração. A exigência de lubrificação é especialmente crítica em poços direcionais e poços desviados, e para evitar adesão às paredes. O medidor de lubrificantes é um método que foi criado para fornecer resultados comparativos que serviriam como base para fornecer recomendações para o tratamento da lama. (Caenn et al,2014).

6) Ph

A acidez ou alcalinidade relativa de um fluido é convenientemente expressa como ph. Definido como o logaritmo negativo (na base 10) da concentração de íons hidrogênio, unidades de ph diminuem com o aumento da acidez por um fator de 10. (Caenn et al, 2014).

O controle ótimo de alguns sistemas de lama baseia-se no ph, assim como na detecção e no tratamento de alguns contaminantes. A lama produzida com bentonita e água doce, por exemplo, terá um ph 8 a 9. Contaminação por cimento elevará o ph para 10 a 11, e o tratamento com um polifosfato ácido trará o ph de volta para 8 ou 9. Outras razões para controlar o ph incluem a manutenção das lamas tratadas com cal, a mitigação da corrosão e a utilização eficaz de afinantes. (Caenn et al, 2014).

7) Perda de fluidos

O controle da perda de fluido é mantido pela viscosidade e um reboco de permeabilidade ultrabaixa. Além disso, o jato de perda inicial (*spurtloss*) deve ser próximo de zero para minimizar a invasão da base do fluido no reservatório. O reboco deve ser fino, resistente e fácil de remover. A viscosidade do filtrado desempenha um papel importante para reduzir o alcance da invasão do filtrado. Situações especiais, como espaços vazios, vugs (pequenas cavidades) e fraturas podem exigir o uso de materiais para controle de perda de circulação não danosos como celulose micronizada, carboximetilcelulose (CMC) de baixa viscosidade e CMC-amido.

4.4 Otimização da perfuração em HPHT

Deve-se ter muita atenção e constante monitoramento das propriedades do fluido para conciliar as demandas com o sistema de lama, para que o fluido esteja sempre em boas condições de uso. Os engenheiros devem considerar vários aspectos do desempenho da lama quando projetam um sistema de perfuração HPHT.

A otimização na perfuração busca por e tem sua importância revelada na diminuição do tempo dos processos, maior segurança e estabilidade do poço,

aperfeiçoamento dos fluidos acarretando em melhores resultados técnicos, gerando assim menores despesas e maiores lucros podendo até em alguns casos definir a viabilidade ou não do projeto.

A tabela a seguir mostra propriedades chaves do fluido de perfuração relacionadas à qual deve ser o seu desempenho em frente a estes ambientes de forma a alcançar o máximo possível de otimização do projeto.

Tabela 4.1 – Propriedades do fluido de perfuração e seu desempenho

Fonte: (Rocha e Azevedo, 2009)

Propriedades do Fluido de Perfuração	Desempenho Requerido em Poços HPHT
Viscosidade plástica	A mais baixa possível para minimizar ECD
Limite de escoamento e gel	Suficiente para prevenir segregação por ação da gravidade (<i>sagging</i>), mas não tão alto que possa causar gelificação, ou altas pressões de <i>surge</i> e <i>swab</i>
Estabilidade em relação a agentes contaminadores	Permanecer estável na presença de gás, salmoura e cimento
Compressibilidade	Deve ser conhecida para possibilitar estimativas de pressão no fundo e ECD
Estabilidade no teste de rolagem	As propriedades não devem se alterar com o tempo seja em condições dinâmicas ou estáticas
Tolerância a sólidos	As propriedades devem permanecer inalteradas com a presença de sólidos
Aumento do peso	Deve ser capaz de ter seu peso aumentado rapidamente caso ocorra um <i>kick</i>

Dentre todas estas propriedades, podemos destacar três principais delas que podem ser controladas para obter um satisfatório desempenho do fluido de perfuração: viscosidade, peso da lama e taxa de bombeamento. A figura 4.3 mostra como diferentes

otimizações dessas variáveis refletem em diferentes propriedades do sistema do fluido de perfuração.

A figura 4.3 nos mostra efeitos no comportamento do fluido a partir da manipulação das variáveis. Informações valiosas que podem definir o curso do projeto de perfuração. Como exemplo, se há a necessidade de tornar a perfuração mais rápida de modo a reduzir custos com o aluguel da sonda, observa-se que para aumento das taxas de penetração da broca são necessários baixo peso da lama, baixa viscosidade e força gel, e moderada a alta taxa de bombeamento de fluidos.

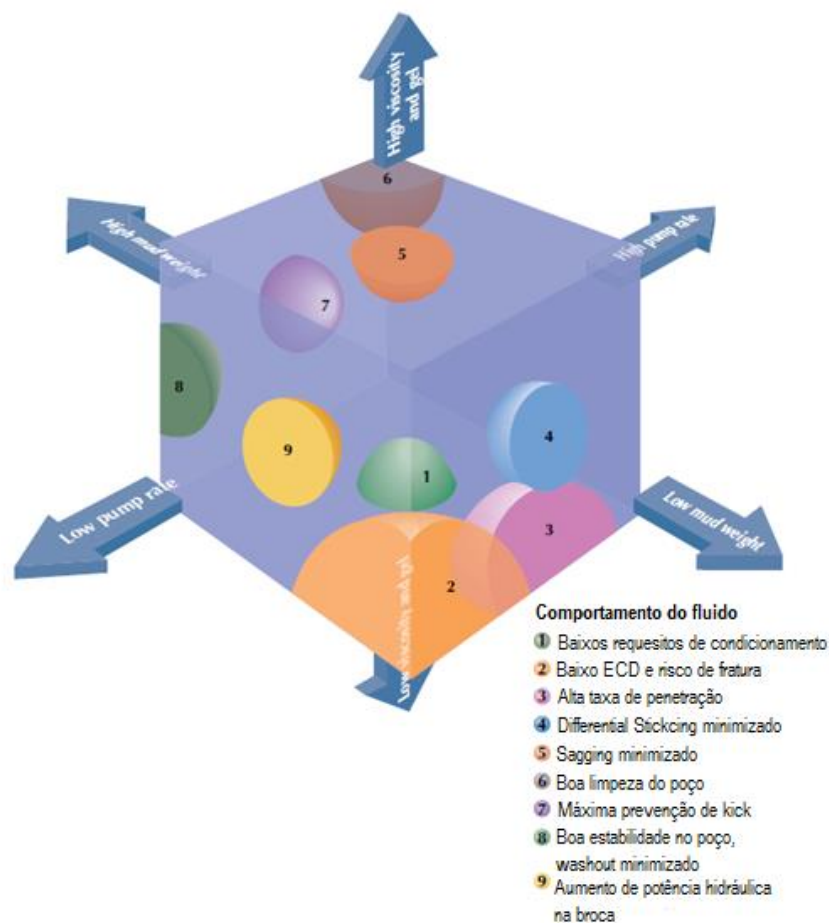


Figura 4.3 – Otimização das propriedades do fluido de perfuração

Fonte: (Adamson et al, 1998)

Embora muitos critérios devam ser consideradas quanto à concepção do fluido de perfuração HPHT, muitas vezes, uma propriedade otimizada só será obtida à custa de outra. Ou seja, não se pode analisar isoladamente o efeito que tal propriedade otimizada

gera como no gráfico anterior explicitava, mas também analisar os efeitos nas outras otimizações e definir a dependência e interação entre elas. Para resolver este problema foi desenvolvido um método para otimizar as propriedades até que todos os critérios sejam atendidos de forma satisfatória conforme figura 4.4.

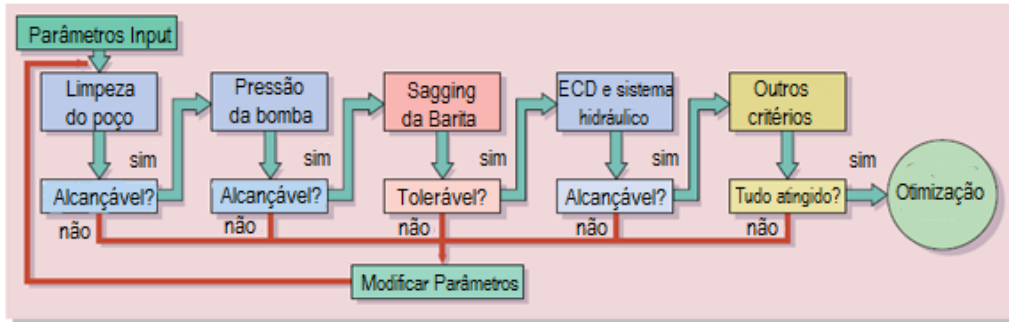


Figura 4.4 – Gerenciamento das propriedades da lama

Fonte: (Adamson et al, 1998)

Assim que o fluido é escolhido, os dados PVT fornecem a base para o modelo de densidade. A pressão estática já terá sido calculada de forma a ultrapassar a pressão de poro da formação por uma margem de segurança mínima para todas as profundidades. Embora pareça simples, as variações na densidade da lama devido à temperatura e a pressão devem ser consideradas na determinação da pressão estática. Outras complicações podem ser encontradas no mar, onde a pressão estática precisa ser maior que a pressão de poros quando o *riser* está desconectado. Especialmente em lâminas d'água profundas onde a pressão adicional pelo *riser* é elevada.

Os materiais controladores de densidade da lama de perfuração são escolhidos baseados não só na pressão do poço, mas também em fatores como comportamento gel e sedimentação de partículas da lama. A barita, moída até atingir o tamanho ideal de suas partículas (normalmente menor que $75\mu\text{m}$), é o principal agente de controle de densidade. Baritas de alta qualidade são essenciais para uma lama HPHT, pois impurezas ou uma pobre distribuição no tamanho das partículas possivelmente resultará em problemas que são ampliados em ambientes HPHT. A presença de impurezas de argila na barita pode resultar em solidificação a 275°F . Carbonatos e minérios de ferro

causam alteração na lama, como sua solubilidade com a mudança de temperatura causam floculação. Outros resíduos químicos levam a sérios problemas de espuma a altas temperaturas. Problemas de sedimentação podem ser reduzidos especificando o tamanho das partículas para ultrafino (menor que 15µm).

Os efeitos da qualidade das baritas estão tabelados a seguir.

Amostra da barita	A	B	C	D	E
Densidade	4.25	4.23	4.27	4.22	4.30
Área superficial, m ² /g	1.3	1.1	4.1	1.7	0.4
Resultados em uma bentonita padrão WBM após 16 horas de aquecimento a 400°F					
Viscosidade Plástica, cp	31	34	34	38	34
YP, lb/100ft ²	16	4	20	0	0
Perda de Fluido, mL	11.5	6.0	14.0	11.5	2.5
Propriedades de suspensão	MB	R	MB	B	B

Figura 4.5 – Efeitos da qualidade da barita

Fonte: (Adamson et al, 1998)

Nota-se que o tamanho da partícula é um fator chave na hora da escolha. Quanto menor o tamanho das partículas, maior será a área superficial. Além disso, verifica-se que a suscetibilidade de sedimentação na perfuração também é altamente afetada pelo tamanho das partículas. Quanto menor o tamanho das partículas, menor a velocidade que elas caem através do fluido estático e a sedimentação é menos provável de ocorrer.

Em sistemas de lamas com alta densidade, a barita pode chegar a representar 78% da massa e 45% do volume. Quando estas lamas de alta densidade são requeridas, a razão de sólidos deve atingir um ponto onde a lama se torna suscetível a gelificação em caso de perda de fluido. A razão de sólidos pode ser reduzida pelo uso de agentes de alta densidade como a hematita. Em todos os casos, o engenheiro responsável pela lama de perfuração, rotineiramente mede o conteúdo de sólidos e perda de fluidos durante a verificação para garantir que eles não excedam os parâmetros projetados durante a perfuração.

A força gel e a alta viscosidade têm efeitos consideráveis na ação da pressão da lama na formação enquanto se realiza a manobra de retirada ou introdução da coluna de perfuração. Elas são controladas pela variação do aditivo apropriado da lama para

prevenir a gelificação excessiva enquanto assegura que os agentes de peso permaneçam em suspensão. Se a força gel e a viscosidade podem ser determinadas pelas condições de fundo de poço, os efeitos na pressão dinâmica podem ser simulados. Quando o influxo não pode ser prevenido restringindo a velocidade da manobra, procedimentos especiais são necessários para permitir a continuação da operação. O procedimento simples é aumentar o peso da lama antes de retirar toda a coluna, mas outras técnicas são possíveis.

Swabbing excessivo não é o único problema associado à alta força gel. O incremento de pressão necessária para iniciar a circulação na presença do gel pode ser muito maior que a pressão de circulação. No pior caso, a pressão de fratura da formação pode ser atingida antes do gel ser “quebrado”. A força gel precisa ser suficiente para suportar as partículas pesadas na lama e não mais que isso, caso contrário uma pressão excessiva será necessária para quebrar o gel.

A força gel excessiva também pode causar outro risco, a prisão por pressão. Um influxo do fluido da formação abaixo do gel não será observado como um fluxo na superfície até que o gel seja quebrado, pelo que o tempo um grande influxo pode ter ocorrido, resultando numa rápida deterioração do controle do poço. O problema é amplificado pela capacidade do fluxo de gás causar gelificação em lamas à base água.

Na Figura 4.6 observa-se à esquerda o fluido de perfuração funcionando como uma barreira devido a sua alta força gel, fazendo com que parte da pressão seja direcionada à tubulação e às paredes do poço. Esta pressão pode ser alta a ponto de fraturar a rocha. Neste caso um influxo da formação, o influxo não pode ser detectado a não ser que o diferencial de pressão seja alto o suficiente para quebrar o gel. Existe um perigo significativo para o controle do poço quando o gel é quebrado durante a circulação, resultando em um *kick* (à direita).

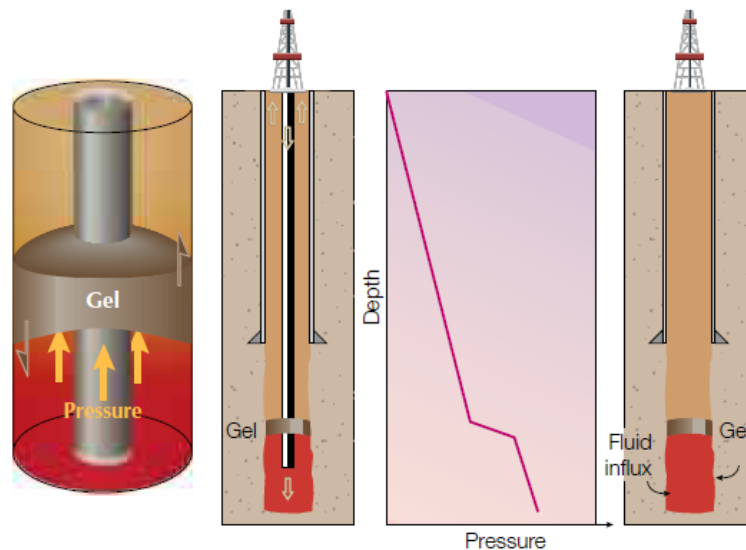


Figura 4.6 – Retenção de pressão pelo gel

Fonte: (Adamson et al, 1998)

Quanto ao controle da densidade da lama, freqüentes verificações da densidade da lama são essenciais para manter a pressão no fundo do poço dentro da janela operacional de pressão do fluido. Uma técnica foi desenvolvida para corrigir as medições na superfície da densidade da lama para os efeitos da temperatura sendo usada pela Shell UK e pela Dowell na perfuração nos poços HPHT de *Heron* e *Shearwater* no Mar do Norte. O programa de perfuração para estes poços especifica que o *overbalance* deve ser limitado a 200 psi.

Baseado no procedimento convencional para medição do peso da lama, o erro no gradiente de pressão da lama resulta de uma temperatura que foi de 5°F a 15°F (3 a 8 °C) diferente da assumida foi estimado em 1.5 pptf (psi por mil pés) a 4.5 pptf. Com verdadeiras profundidades verticais superiores a 15.000 pés, os erros na pressão de fundo foram estimados em 67 psi, muito maior do que a aceitável para esta profundidade.

As taxas mínimas de bombeamento para limpar o poço são geralmente baixas devido à flutuação dos cascalhos em fluidos de perfuração de alta densidade. Portanto, em poços verticais, a limpeza dos poços não é usualmente uma grande preocupação em poços HPHT, a taxa de bombeamento nesse tipo de poço é mais afetada por outros fatores. Apesar de baixas taxas de bombeamento ajudar a manter um baixo ECD (massa específica de circulação equivalente), o programa de desenvolvimento do poço pode

precisar de maiores taxas de bombeamento para reduzir o tempo de *bottom-up* e permitir uma análise da litologia dos cascalhos, sólidos na lama e gás de conexão.

Se a limpeza do poço não é um problema, o engenheiro de lama pode focar em avaliar a possibilidade e os efeitos da sedimentação. Modelar o comportamento da sedimentação é difícil e usualmente feito de modo empírico em experimentos em laboratórios e minimizado o máximo possível.

A taxa de sedimentação que ocorre numa lama pode ser quantificada a partir dos componentes mais leves e mais pesados da lama de circulação. Depois da avaliação do nível de sedimentação, procedimentos apropriados são usados para minimizá-la. Em particular, se mudanças no peso da lama indicar que está ocorrendo segregação de densidade, fluxo laminar a baixas taxas de bombeamento deve ser evitada.

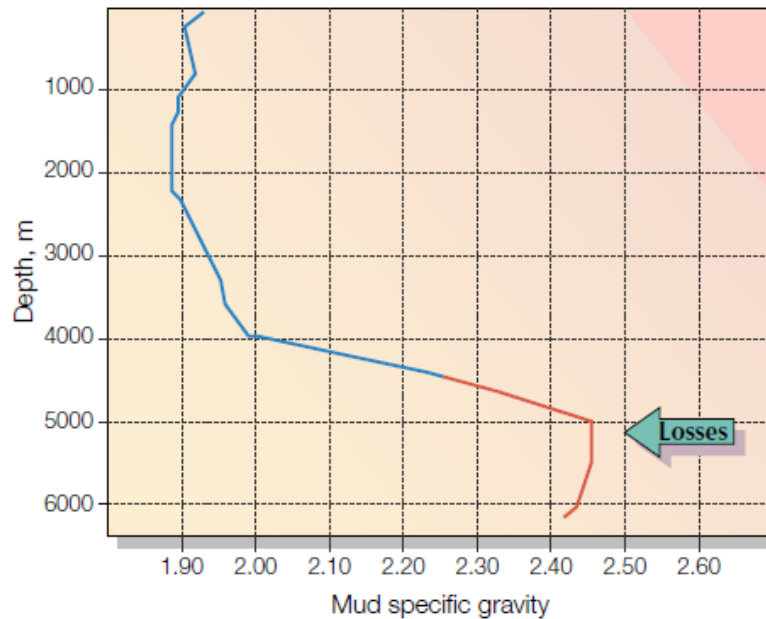


Figura 4.7 – Efeito da sedimentação

Fonte: (Adamson et al, 1998)

A figura 4.7 mostra o peso da lama ao final de uma gravação de registros de 67 horas após sua circulação num poço HPHT no Mar do Norte. Após uma intensa sedimentação o peso médio da lama começou a cair a partir dos 4000 metros de profundidade. A densidade nominal foi de 2,15. Entretanto após a segregação da densidade ocorrer, o mínimo registrado foi de 1,89 e o máximo de 2,45. O aumento da

densidade local próximo a profundidade total resulta em instabilidade das paredes do poço seguida por perda de fluido apesar da situação ter sido controlada.

Uma vez que o comportamento da sedimentação é definido, as propriedades hidráulicas da formulação da lama podem ser consideradas no planejamento do processo. O objetivo do engenheiro de lama é projetar uma lama que continuará a funcionar entre as pressões de poro e de fratura em todos os momentos. Estes limites de pressão definem a janela operacional de pressão e deve incluir as margens para contabilizar a pressão dinâmica, resultado da movimentação da tubulação durante a manobra.

4.5 - Operações com cimento

A cimentação primária é uma operação crítica e importante na construção de um poço. Além de prover integridade estrutural para o poço, a finalidade principal da operação é prover um contínuo selo hidráulico impermeável no anular, prevenindo assim um fluxo de fluidos incontrolável do reservatório. A migração de fluido do reservatório pode causar um *blowout*. Esta migração pode também causar contaminação em toda a ecologia ao redor do poço.

De fato, o ideal é assumir que a cimentação é a única consideração para uma isolamento efetiva da área. A cimentação por si só pode ser bem complicada dependendo da região perfurada e das seções encontradas. Devido a isto é que uma atenção especial é dada para os processos de cimentação especialmente em condições HPHT. O segredo para o isolamento da zona está na propriedade do cimento de colar e fixar o *casing* e a formação, mas isto pode ser afetado pela contração do cimento e de mudanças nas tensões aduzidas pela variação de pressão e temperatura no fundo do poço.

Recentemente, outros poços HPHT têm sido perfurados e com isso surgem alguns desafios associados a este tipo de operação. Uma perfuração bem sucedida não é simplesmente em perfurar e atingir o reservatório, mas em chegar lá com o mínimo de problemas possível. A principal característica de uma perfuração bem sucedida deve ser a isolamento completa de todas as zonas encontradas. Para que isto tenha efeito, algumas considerações especiais devem ser consideradas na cimentação.

4.5.1 Cimentação Primária

Denomina-se cimentação primária a cimentação principal da coluna de revestimento. Seu objetivo básico é colocar a pasta de cimento não contaminada (pasta de cimento sem contato com o fluido de perfuração) em uma posição pré-determinada do espaço anular entre o poço e a coluna de revestimento, de modo a se obter fixação e vedação eficiente e permanente deste anular. Estas operações são previstas no programa de perfuração e executadas em todas as fases do poço. (Thomas, 2001)

A cimentação primária é de grande importância para a construção de qualquer poço de petróleo, pois uma cimentação mal elaborada reduz o ciclo de vida do poço e implica em custos adicionais em sua construção. Este tipo de cimentação é aquela realizada após a descida de cada coluna de revestimento, e sua qualidade é avaliada, geralmente, por meio de perfis acústicos corridos por dentro do revestimento. (Thomas, 2001).

A função operacional da cimentação primária é de produzir um selo hidráulico impermeável cimentante no anular, entretanto, alguns problemas advindos de uma má elaboração no projeto de pasta, ou até mesmo durante o processo de mistura e bombeio da pasta no campo de operações, podem provocar problemas na eficiência do selo. Estes problemas podem ser especificamente causados por: densidade incorreta da pasta, gelificação prematura, aderência deficiente na interface, fluxo de gás ascendente, entrada de gás na coluna de pasta, contração volumétrica, entre outros. (Santos Júnior, 2006).

Pode-se observar um grande problema na cimentação primária do poço na Figura 5.1. Como esta cimentação não foi bem sucedida, para garantir a segurança e integridade do poço será necessária a cimentação secundária a fim de corrigir estes erros.

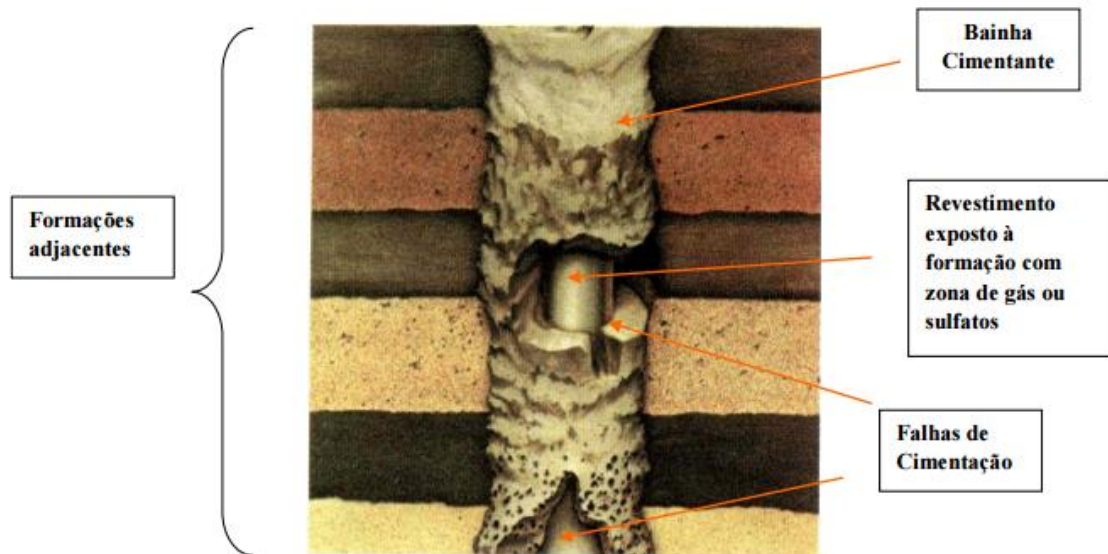


Figura 4.8 – Falha na cimentação

Fonte: (Thomas, 2001)

4.5.2 Cimentação Secundária

Define-se cimentação secundária como toda cimentação realizada visando corrigir falhas na cimentação secundária. Assim sendo, uma cimentação secundária pode ser realizada para eliminar a entrada de água de uma zona indesejável, reduzir a razão gás-óleo (RGO), através do isolamento da zona de gás adjacente à zona de óleo, abandonar zonas depletadas ou reparar vazamentos na coluna de revestimento. (Ribeiro, 2012).

Basicamente podemos classificar esta em operação em: compressão de cimento ou *squeeze*, recimentação ou tampões de cimento.

- Compressão de cimento ou *squeeze*: Consiste na injeção forçada de pequeno volume de cimento sob pressão, visando corrigir localmente a cimentação primária, sanar vazamentos no revestimento ou impedir a produção de zonas que passaram a produzir quantidade excessiva de água ou gás. Exceto em vazamentos, o revestimento é canhoneado antes da compressão propriamente dita.

- **Recimentação:** É a correção da cimentação primária, quando o cimento não alcança a altura desejada no anular ou ocorre canalização severa. O revestimento é canhoneado em dois pontos. A recimentação só é feita quando se consegue circulação pelo anular, através destes canhoneados. Para possibilitar a circulação com retorno, a pasta é bombeada através da coluna para permitir a pressurização necessária para a movimentação da pasta pelo anular.
- **Tampões de cimento:** Consistem no bombeamento para o poço de determinado volume de pasta, com objetivo de tamponar um trecho do poço. São usados nos casos de perda de circulação, abandono definitivo ou temporário do poço, como base para desvios compressão de cimento, etc.

4.5.3 Cimentação em poços HPHT

Após o revestimento (*casing*) ser instalado, a fase final na construção do poço é selar o anular entre o *casing* e a parede do poço com cimento. Um dos objetivos do projeto de cimentação é de remover a lama do anular com um fluido espaçador e depois deslocar o espaçador integralmente com cimento, deixando nenhum canal ou imperfeição. Para atingir isto, o cimento e o fluido espaçador são formulados com uma hierarquia da densidade e da viscosidade, o fluido espaçador deve ser mais viscoso e mais denso que a lama e o cimento mais denso e mais viscoso que o espaçador.

Essa hierarquia deve-se ao fato de após a perfuração ser necessário deslocar a lama de perfuração do poço e colocar a pasta de cimento. O fluido espaçador serve como intermediário com o objetivo de empurrar a lama de perfuração por isso a justificativa dele ser mais denso e em seqüência a pasta de cimento deve ser mais densa para fazer o mesmo com o fluido espaçador. Isto é demonstrado na Figura 5.2.

A técnica de fluxo turbulento preferida para a remoção da lama é impraticável para poços HPHT devido à alta viscosidade e densidade de ambos, cimento e espaçador. Taxas de fluxo em excesso de 20bbl/min. são necessárias para atingir o fluxo turbulento. Na prática apenas de 3 a 5bbl/min. é atingível, antes que a pressão dinâmica gerada leve a pressão de fundo de poço maior que a pressão de fratura.

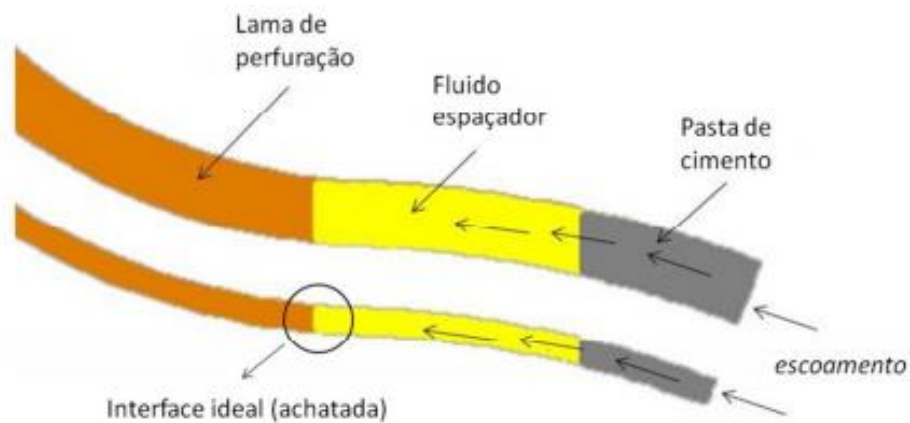


Figura 4.9 – Distribuição e interface dos fluidos no poço

Fonte: (Dutra et al, 2004)

Modelar o fluxo hidráulico durante a cimentação de poços HPHT é essencial para atingir a maior taxa de fluxo no anular praticável. Softwares, como o programa DowellCemCADE, simulam o trabalho baseado na geometria do poço, pressão de poro e pressão de fratura da formação, densidade do fluido, reologia e esforços no revestimento. Diversas combinações de taxa de bombeamento, densidade do fluido, e reologia, são modeladas com iterações para descobrir a gama mais ampla possível da taxa de bombeamento, o menor tempo para completar o trabalho com a melhor chance de remoção da lama. Temperaturas após a circulação e durante a cimentação são também computadas pelo software CemCADE para poder descobrir o retardo necessário da pasta.

O projeto do fluido espaçador se torna mais desafiador com lama a base óleo. O espaçador deve ser compatível com a lama e com cimento mantendo-se estável em altas temperaturas, retendo a alta viscosidade e prevenindo a perda excessiva de fluido. O espaçador e a pasta também devem ser compatíveis com os elastômeros do fundo do poço. Emulsões óleo-água, junto com o espaçador Dowell estão sendo usados com sucesso para enfrentar estas demandas nos poços HPHT.

4.6 Pasta de cimento

O desempenho de uma pasta de cimento depende das características da mesma, temperatura e pressão a qual é submetida, concentração e tipo de aditivos, ordem da mistura e razão água-cimento.

Em geral nas operações com cimento, a pasta deve apresentar baixa viscosidade, não gelificar quando estática, manter a viscosidade praticamente constante até a ocorrência da pega, ter baixa perda de filtrado sem separação de água livre ou decantação de sólidos. A verificação dessas características é feita através de testes laboratoriais, dentre os quais podemos destacar:

- **Reologia:** As propriedades reológicas estão relacionadas ao comportamento mecânico da pasta. Seu entendimento e controle nas operações com cimento visam otimizar a eficiência com que a pasta de cimento desloca o fluido do espaço anular sob determinado regime de fluxo e a real pressão exercida sobre as paredes do poço.
- **Perda de fluido:** O teste de filtrado estático visa medir a taxa de desidratação da pasta. A redução do filtrado de uma pasta através da adição de redutores de filtração previne sua desidratação prematura, protege formações sensíveis a dano e gera reboco de menor espessura e baixíssima permeabilidade.
- **Água livre:** Quando os sólidos de uma pasta não estão completamente dispersos na suspensão, pode ocorrer migração ascendente da água, que acumula-se em bolsões nas partes mais elevadas da coluna de cimento. O fenômeno cria canais e altera a pasta ao longo da coluna.

4.6.1 Aditivos para pasta de cimento

Basicamente, são produtos químicos utilizados para se alterar as propriedades do cimento visando sua adequação às necessidades do poço. Possuem papel fundamental para garantir uma cimentação segura. De acordo com (Thomas, 2001) podem ser citados:

- **Controladores de filtrado:** Atuam reduzindo a permeabilidade do reboco de cimento, formado em frente às zonas permeáveis, e/ou aumentando a viscosidade do filtrado. As pastas de cimento devem apresentar baixa perda de filtrado, de modo a evitar desidratação prematura. Os polímeros derivados da celulose e polímeros sintéticos são os redutores de filtração mais utilizados.
- **Aceleradores de pega:** Visam diminuir o tempo de espessamento e aumentar a resistência compressiva inicial da pasta. O mais comum é o cloreto de cálcio (CaCl_2), em proporção de 0,5% a 2%. O sal comum (NaCl) também é acelerador a baixas concentrações (até 6%).
- **Retardadores de pega:** servem para retardar o início da pega da pasta, mantendo sua fluidez quanto a sua temperatura e a pressão são muito altas para o uso do cimento sem aditivos. São fabricados à base de lignossulfonatos e seus derivados, ácidos orgânicos, derivados de celulose e derivados de glicose.
- **Dispersantes:** Atuam nas cargas elétricas superficiais das partículas da pasta de cimento, alterando suas propriedades reológicas. Por reduzirem a viscosidade aparente das pastas, possibilitam o bombeio com maior vazão e menor perda de carga.
- **Estendedores:** Utilizados para aumentar o rendimento da pasta ou reduzir a sua densidade. A adição de argilas (bentonita, atapulgita) faz aumentar o rendimento pela absorção de água, mantendo a pasta mais homogênea e diminuindo a separação da água.

4.6.2 Projeto da pasta de cimento em poços HPHT

Geralmente consiste na formulação de aditivos para o cimento para obter a densidade desejada, controle de perda de fluido, reologia durante o bombeamento, o tempo de configuração adequado e a força adequada enquanto endurecido.

As propriedades da pasta devem garantir os sólidos em suspensão, assim como a barita deve estar suspensa na lama. Uma falha pode resultar na perda do controle do poço ou no fenômeno chamado canalização. Assim que as partículas de cimento se depositam nas partes mais baixas, um canal de água contínuo pode se formar na parte superior do poço, criando um caminho para migração de gás.

O projeto da pasta de cimento envolve considerações especiais em poços HPHT. O cimento puro (sem aditivos) é suscetível à perda de força e aumento da permeabilidade devido à contração em temperaturas acima de 230°F. Para prevenir isto, parte do cimento, normalmente 25% é rotineiramente substituído por sílica moída (grãos do tamanho de 40 a 50 µm). Densidade da pasta de até 17.5 ppg (2.1g/cm³) pode ser alcançada pelo ajuste do conteúdo de sólidos. Densidades de pasta maiores que estas são frequentemente requeridas em poços HPHT, e podem ser obtidas adicionando Hematita ao modelo, conforme ilustra a Figura 5.3 (Adamson et tal, 1998).

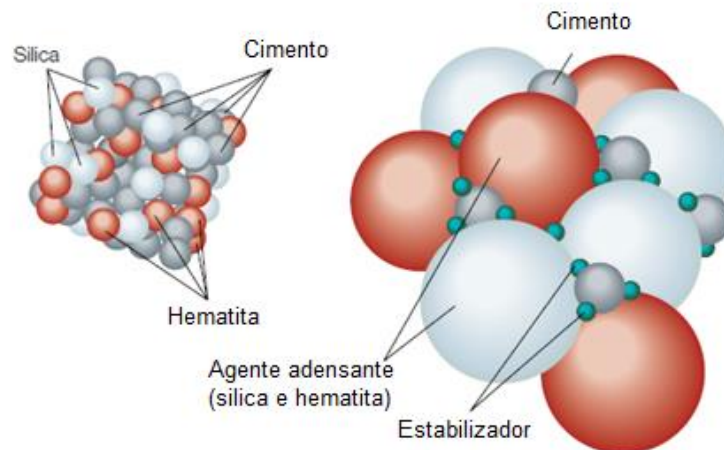


Figura 4.10 – Sistema de pasta de cimento de alta densidade

Fonte: (Adamson et tal, 1998)

Para obter densidades de até 19.4 ppg (2.3g/cm³), a hematita deve ser adicionada para substituir parte da sílica e do cimento, desse modo aumentando a densidade enquanto mantém a mesma porosidade da pasta (esquerda). Mesmo quando densidades maiores são requeridas, a abordagem é a redução da porosidade da pasta pelo uso de

partículas de tamanho variado (direita). Através de uma seleção cuidadosa, um novo sistema de sólidos é criado onde a hematita inferior e a sílica são unidas por uma quantidade pequena de cimento e um agente estabilizador. De acordo com (Adamson et al, 1998) com este sistema foi possível obter densidades de 22 ppg (2.6g/cm³).

Evitar um desempenho imprevisível da pasta é a maior prioridade na cimentação de poços HPHT. Tempos de deslocamentos longos podem ser esperados por causa da grande profundidade e das baixas taxas de bombeamento necessárias para minimizar a pressão dinâmica. Quando estes fatores são combinados com elevadas temperaturas encontradas, existe um risco significativo de tempo de pega prematuro se a formulação não for apropriada. Uma consideração adicional com poços HPHT é que a temperatura no topo do revestimento poder ser 50°F menor que no fundo.

Dispersantes, retardadores e outros aditivos são tipicamente fornecidos na forma em pó para serem misturados na pasta. Muitos desses pós eram anteriormente líquidos antes de serem transformados em pós para facilitar o manuseio. No último ano, a empresa Dowell reverteu o uso para formas líquidas para a preparação de pastas mais sensíveis. Elas podem ser testadas e preparadas antes de serem enviadas para o poço. Um líquido homogêneo ajuda a melhorar o controle da fórmula, e o volume de líquido pode ser medido mais facilmente do que pesos em pó. Amostras da pasta são retiradas do poço (*wellsite*) e verificadas com teste de laboratório.

Os líquidos retardadores têm benefícios adicionais. O retardador da Dowell, por exemplo, resulta em lamas que possuem longo tempo de pega enquanto é circulada, mas começam a se fixar quando o bombeamento é interrompido. Este comportamento permite o retardamento da pasta, provendo um fator significativo de segurança contra uma fixação prematura no fundo por um longo intervalo, o qual garante uma satisfatória solidificação da pasta em 10 a 12 horas após o bombeamento ser interrompido no topo do intervalo.

Apropriado em longos *liners* onde uma margem de segurança larga é necessária, esta abordagem tem sido muito usada pela Shell no Mar do Norte em seu campo HPHT. Líquidos dispersantes, usados para afinar a lama, estão disponíveis para complementar os retardadores.

Látex, por exemplo, é usado como um aditivo para controlar a perda de fluido e a reologia da pasta. No cimento, ele melhora a resistência a tração e previne a migração de gás. Látex, fornecido como líquido de partículas finas dispersas na água, deve ser adicionado como aditivo com cerca de 13% no volume.

5 Completação de Poços HPHT

5.1 Introdução

Assim que se termina a perfuração, é necessária a realização de testes para a avaliação do poço, a fim de saber se o mesmo é ou não economicamente viável. Caso este seja viável, é necessário colocar o poço em condições seguras para a sua produção. O conjunto de operações realizadas nesta etapa chama-se completção.

Vários fatores devem ser levados em conta para decidir qual será o tipo de completção mais adequado para o poço. Entre os fatores estão: a localidade do poço (*offshore ou onshore*), finalidade do poço, mecanismos de produção, tipos de fluido, controle de areia e outros, número de zonas produtoras, vazões de produção entre outros. O ideal é que a completção tenha caráter permanente, a fim de minimizar as futuras operações de intervenção no poço (*workover*).

A completção tem reflexos em toda a vida produtiva do poço, e assim como em todas as outras operações relacionadas requer um planejamento bem criterioso, ainda mais se tratando de poços HPHT.

5.2 Etapas de uma completção

De acordo com (Thomas, 2001), podemos classificar as etapas de completção e um poço seguindo a seguinte ordem cronológica de operações.

5.2.1 Instalação dos equipamentos de superfície

Basicamente são instalados a cabeça de produção e o BOP para permitir o acesso ao interior do poço, com toda a segurança necessária, para a execução das demais fases.

No mar, em águas rasas, pode-se trazer a cabeça do poço até a superfície, prolongando-se os revestimentos que se encontram ancorados nos equipamentos instalados no fundo do mar (*tie-back*). Após esta operação de reconexão dos

revestimentos, a completação passa a ser similar à completação dos poços terrestres. A figura 5.1 mostra um esquema típico de um BOP.

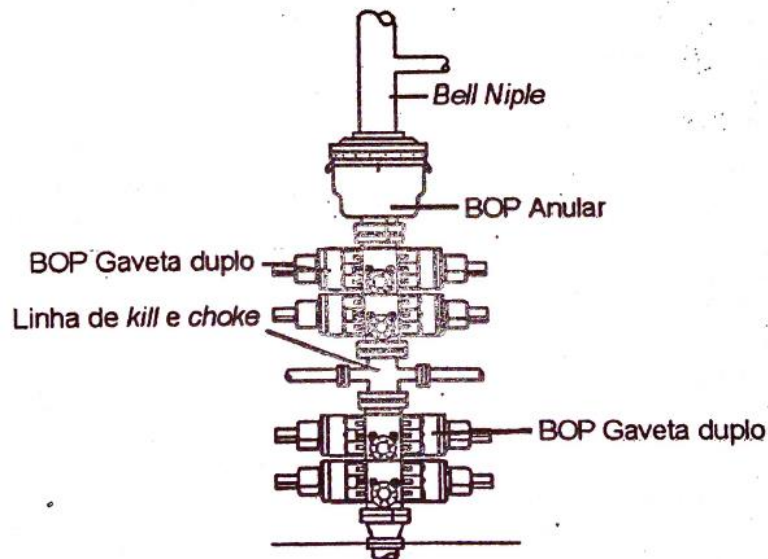


Figura 5.1 – Esquema típico de um BOP

Fonte: (Thomas, 2001)

5.2.2 Condicionamento do poço

Uma vez instalados os equipamentos de superfície, procede-se a fase de condicionamento do revestimento de produção e à substituição do fluido que se encontra no interior do poço por um fluido de completação.

Para o condicionamento, é descida uma coluna com broca e raspador (figura 6.3) de modo a deixar o interior do revestimento de produção gabaritado e em condição de receber os equipamentos necessários. A broca é utilizada para cortar os tampões de cimento e tampões mecânicos porventura existentes no interior do poço, bem como restos de cimentação. O raspador é uma ferramenta com lâminas retráteis, que desce raspando a parte interna do revestimento de produção, retirando o que foi deixado pela broca. Após o condicionamento do reservatório de produção, sua estanqueidade é testada sob pressão e feitas as devidas correções, se houver vazamentos.

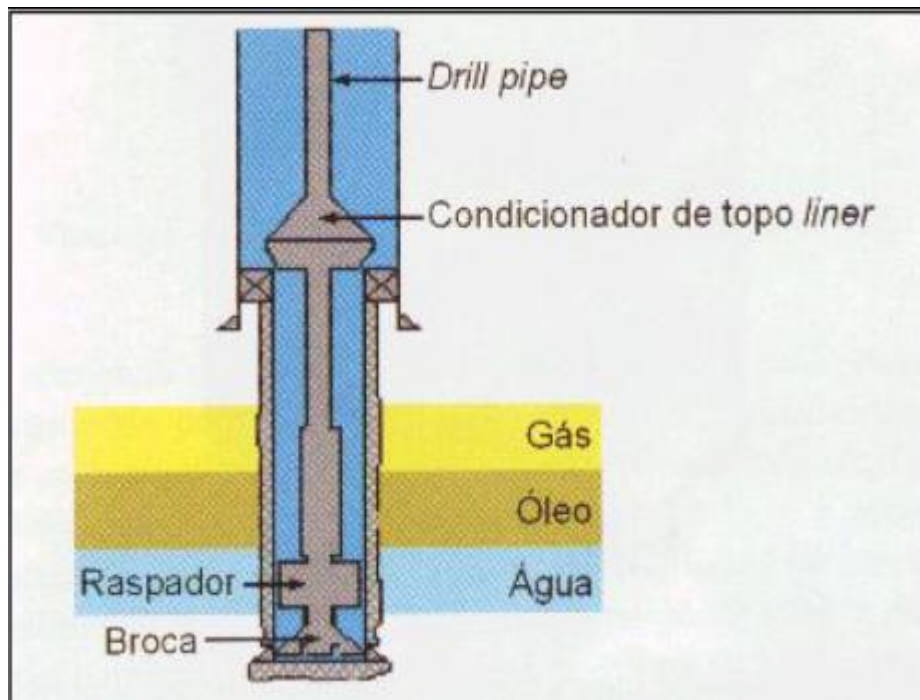


Figura 5.2 – Condicionamento do *liner*

Fonte: (Thomas, 2001)

O fluido de completção geralmente é uma solução salina, cuja composição deve ser compatível com o reservatório e com os fluidos nele contidos, para evitar causar dano à formação, ou seja, originar obstruções que possam restringir a vazão do poço. Além disso, o fluido de completção deve ter uma densidade capaz de fornecer uma pressão hidrostática, no fundo do poço, ligeiramente superior à pressão estática do reservatório, para impedir que haja fluxo de fluidos da formação para o poço e assim mantê-lo amortecido.

5.2.3 Avaliação da qualidade da cimentação

A cimentação tem a função primordial de promover a vedação hidráulica entre os diversos intervalos permeáveis, ou até mesmo dentro de um mesmo intervalo, impedindo a migração de fluidos por trás do revestimento, bem como propiciar suporte mecânico ao revestimento.

A existência de uma efetiva vedação hidráulica é de fundamental importância técnica e econômica, garantindo um perfeito controle da origem (ou destino) dos fluidos

produzidos (ou injetados). O prosseguimento das operações no poço sem a observação deste requisito pode gerar diversos problemas: produção de fluidos indesejáveis devido à proximidade dos contatos óleo/água ou gás/óleo, testes de avaliação das formações incorretos, prejuízos no controle dos reservatórios de operações de estimulação malsucedidas, com possibilidade até mesmo de perda do poço

Caso seja comprovada a falta de vedação hidráulica, procede-se à correção da cimentação primária através de canhoneio do revestimento e compressão do cimento nos intervalos com cimentação deficiente.

Para se avaliar a qualidade da cimentação, são utilizados perfis acústicos, que medem a aderência do cimento ao revestimento e do cimento à formação.

a) Perfil sônico (CBL/VDL)

O sistema usado para perfilagem acústica é composto basicamente por um emissor e dois receptores, além de um circuito eletrônico para o processamento do sinal. O emissor é acionado por energia elétrica, emitindo pulsos sonoros de curta duração que se propagam através do revestimento, cimento e formação, antes de atingir dois receptores: um a três pés, e outro a cinco pés do emissor. Aí são reconvertidos em impulsos elétricos e enviados a superfície, através de cabos condutores,

O perfil CBL (controle de aderência de cimentação) registra amplitude, em mV, da primeira chegada de energia ao receptor que está a três pés.

A boa aderência do cimento-revestimento é detectada pela presença de valores baixos nas leituras do perfil CBL, enquanto a boa aderência cimento-formação é detectada pela ausência de sinal de revestimento e presença de sinal de formação no perfil VDL. (Thomas, 2001)

b) Perfil ultrá-sônicoCEL

O uso de pulsos ultra-sônicos na avaliação da cimentação foi investigado nos anos 70, e os primeiros resultados de campo foram apresentados em 1981.

Diferentemente do CBL, que registra um valor médio dos 360° de poço a sua volta, o perfil CEL proporciona boa resolução circular, uma vez que oito transdutores são dispostos de forma helicoidal em diferentes azimutes, de tal forma que cada um avalie 45° da circunferência.

O CEL não é tão eficiente quanto o CBL/VDL para investigar a aderência cimento-formação. O uso combinado de ambos os perfis, porém, permite a completa avaliação da qualidade da cimentação.

A principal limitação desta ferramenta é a não-cobertura de todo o revestimento e a necessidade de um intervalo com revestimento livre para possibilitar a calibração das leituras feitas pela ferramenta. (Thomas, 2001).

c) Ferramenta de perfilagem ultra-sônica USIT

As ferramentas USIT (*UltraSonic Imager Tool*) são as mais recentemente desenvolvidas pela companhias de perfilagem. Apresentam um único transdutor, que gira a 7.5rps, cobrindo todo o perímetro do revestimento, e emite 18 pulsos ultra-sônicos por revolução. O princípio de funcionamento da ferramenta é similar ao das ferramentas de CEL descritas anteriormente.

Em relação às ferramentas de CEL, a USIT apresenta as seguintes implementações tecnológicas:

- Transdutor único, rotativo com distância ao revestimento controlada.
- Tecnologia digital para o registro e envio de todas as formas de onda para o processamento na superfície.
- Novo método para o processamento do sinal, menos sensível aos efeitos do poço
- Medição direta da impedância acústica
- Capacidade de operar em ambientes com fluidos mais pesados
- Imagens coloridas do mapa da cimentação

5.2.4 Canhoneio

Para que haja sucesso na completação de um poço, deve ser estabelecida comunicação entre o poço de produção e a formação. Para que seja criado este canal de comunicação, a técnica mais utilizada é conhecida como canhoneio.

O processo convencional de canhoneio emprega cargas explosivas dispostas em série dentro de canhões, que são cilindros de aço ou cápsulas fixadas a uma lâmina ou arames, onde as cargas se alojam, sendo estes responsáveis pelo isolamento entre o explosivo e o poço. (Baioco&Seckler, 2009).

Embora por muitos anos o canhoneio feito por balas (*gun perforation*) foi usado, atualmente na grande maioria dos poços é usado o método de *shaped charge*, também conhecido como *jet perforation*. O *shaped charge* foi inicialmente desenvolvido para uso na Segunda Guerra Mundial. Este cria uma pressão bem alta, porém um jato altamente focado que foi feito para penetrar o *casing*, o cimento e a formação. (Bellarby, 2009).

A configuração desse sistema se encontra na Figura 5.3.

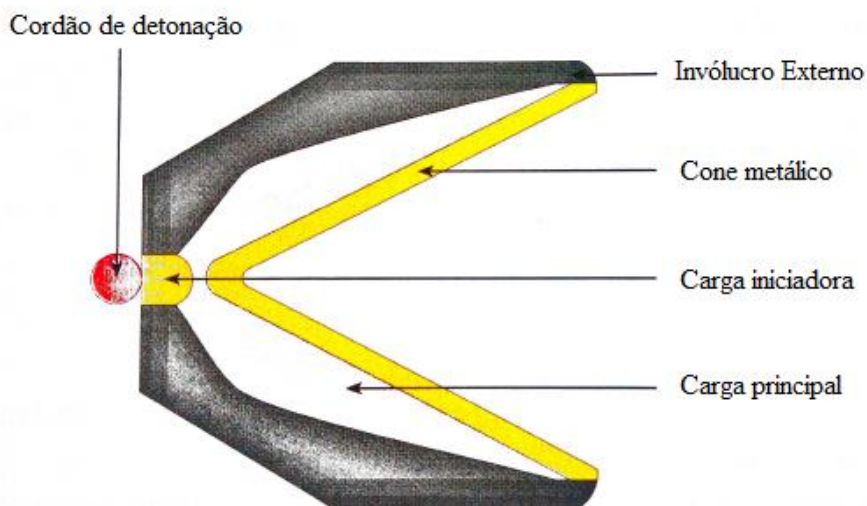


Figura 5.3 – Configuração de um *shaped charge*

Fonte: (Bellarby, 2009)

O invólucro externo é um vaso de contenção projetado para suportar forças de detonação da carga durante a formação do jato. Este invólucro é também importante na prevenção de interferências com as cargas adjacentes, ao longo da seqüência de disparos. Pode ser fabricado com aço, zinco ou alumínio e a precisão nas tolerâncias de projeto e fabricação são parâmetros importantes no desempenho dos disparos. (Baioco&Seckler, 2009).

A carga iniciadora realiza a ligação entre o cordão detonante e a carga principal de explosivo. É geralmente composta por um material explosivo de maior sensibilidade, reforçando o sinal de detonação do cordão detonante para a carga principal. (Baioco&Seckler, 2009).

5.2.5 Instalação da coluna de produção

A coluna de produção é constituída basicamente por tubos metálicos, onde são conectados os demais componentes. É descida pelo interior do revestimento de produção com as seguintes finalidades básicas:

- Conduzir os fluidos produzidos até a superfície, protegendo o revestimento contra fluidos agressivos e pressões elevadas.
- Permitir a instalação de equipamentos para a elevação artificial
- Possibilitar a circulação de fluidos para o amortecimento do poço, em intervenções futuras.

Uma coluna de produção pode ter uma cauda permanente que permite, numa futura intervenção, retirar apenas a parte superior e manter isolados os intervalos canhoneados. A cauda permanente consiste de ferramentas instaladas abaixo do TSR (*Tubing Seal Receptacle*), ou juntas telescópicas. O projeto de uma coluna de produção é função de uma série de fatores, tais como:

- Localização do poço
- Sistema de elevação
- Características corrosivas ou abrasivas do fluido a ser produzido;
- Necessidade de contenção da produção de areia
- Vazão de produção

- Número de zonas produtoras

Uma composição ótima de coluna deve levar em conta os aspectos de segurança, técnico/operacional e econômico.

5.3 Considerações importantes na completação HPHT

A completação de poços HPHT possui desafios únicos em seu projeto, a qual requer rigorosas análises e planejamento. Apesar de a indústria estar trabalhando nesse tipo de poço há alguns anos, a aplicação da tecnologia aplicada a este tipo de ambiente ainda está evoluindo assim como mais operadoras estão se engajando nesse horizonte.

Geralmente uma completação tem três maiores papéis

1. Proporcionar a condução de fluxo a partir do reservatório para instalações à superfície de processamento;
2. Proporcionar um meio para executar, ativar, e puxar conjuntos de perfuração de fundo de quer estabelecer ou isolar a comunicação com os intervalos de reservatório de produção desejadas.
3. Proporcionar uma barreira de segurança primário em alta pressão e bem corrosivo

O projeto de completação para poços HPHT deve prover a instalação e a flexibilidade no *workover*, o que implica em simplicidade, sempre que possível, é de suma importância. Baseado nessa premissa, a aplicação de completação *monobore* tem se tornado mais proeminente para o desenvolvimento de poços HPHT.

5.3.1 Seleção de *Packers*

Os *packers* normalmente são utilizados para isolar os fluidos do reservatório e de condições da coluna de revestimento final. Todos os *packers* terão um envelope aceitável de operações de forças e diferenciais de pressão, as quais devem ser obtidas do fornecedor. As previstas forças e diferencial de pressão da simulação de forças da tubulação podem ser sobrepostas no envelope de operações do *packer* para confirmar sua aplicabilidade.

É muito importante que o envelope de operações seja qualificado (testado) para as devidas temperaturas. Se as condições de operação previstas não estiverem dentro do envelope de operações do *packer*, será necessário o planejamento de outro. O conjunto de forças entre o obturador e o revestimento (*packer-casing*) é geralmente um problema apenas em condições de extremo carregamento, mas sempre deve ser revisto.

Como os *packers* HPHT podem ser instalações permanentes, é de grande importância que o material selecionado para todos os componentes que serão expostos ao fluido de produção seja resistente à corrosão. A maioria dos poços produz água (mesmo que no fim da vida produtiva do poço) e CO₂, podendo criar um ambiente ácido. Assim, pode ser assumido que em algum ponto da vida produtiva do poço, a corrosão será uma questão relevante.

Em poços HPHT, o fluido de completção também pode ser um problema para o *packer* devida a alta densidade requerida para manter o *overbalance*. Lamas à base óleo de alta densidade são altamente carregadas de barita e por isso tem sido reconhecida como causadora de problemas envolvendo a selagem e fixação. Podendo resultar em problema na conexão das portas de comunicação ou na aderência de lama residual nas paredes do *casing* em altas temperaturas de fundo de poço. O ambiente de configuração final preferido para o *packer* é uma salmoura clara após a parede do *casing* ter sido efetivamente limpa. Uma prática comum é circular uma salmoura filtrada de baixa densidade, a qual será usada como fluido do *packer* no espaço anular.

Packers HPHT podem ser tanto fixados hidráulicamente na tubulação ou eletricamente por cabo (*wireline*). A seleção da ferramenta de fixação de máxima importância, particularmente a limitação da temperatura das ferramentas elétricas *wireline*.

Bons engenheiros de completção sempre irão tentar maximizar o tamanho do diâmetro e assim proporcionar a maior flexibilidade operacional.

5.3.2 Outros Equipamentos de Fundo de poço

Todos os poços HPHT *offshore* e alguns *onshore* necessitam de SSSV's (válvulas de segurança de subsuperfície) para mitigar adequadamente os riscos durante

as operações de produção. As SSSV's devem ser qualificadas para operar nos ambientes e condições hostis previstas. A introdução desse equipamento contribui para o aumento da complexidade da completação, o que promove mais oportunidades de falhas e mau funcionamento. Em situações onde é necessária a instalação de uma SSSV, recomenda-se realizar uma avaliação de risco para determinar se é prudente assumir os riscos operacionais associados à sua instalação.

5.3.3 Fluidos de completação

Uma salmoura é sempre o fluido preferido para completar qualquer poço com potencial produtivo. A maioria dos poços HPHT são perfurados com lamas de óleo carregadas de sólidos que irão tender a esquentar (*bake*) e endurecer (*cake*) nas paredes do revestimento (*casing*), junto com o potencial de migração descendente da barita as propriedades de suspensão da lama se degradam.

A principal questão com salmouras com peso acima de 11.5 ppg (1315kg/m³), particularmente brometos que contém zinco, é manter a inibição da corrosão e o manuseio seguro dos fluidos. Em adição a preocupação com a corrosão, o envelope de operações do *packer* pode frequentemente ser excedido. O mais recente desenvolvimento de salmouras introduziu um formato não tóxico e seguro de salmouras pesadas, porém seu uso não foi muito difundido porque seu custo é de 8 a 10 vezes maior que salmouras bromo zinco. (Hahn et al, 2000).

Durante os procedimentos de deslocamento e limpeza do poço, uma raspagem na parede do revestimento é precisa, particularmente nas áreas em torno do *packer* ou em superfícies de vedação. Devido ao alto custo por unidade de salmouras bromadas, sua recuperação e reutilização devem ser maximizadas. Os novos modelos de raspadores de revestimento e efetivos procedimentos de lavagem e circulação aparentemente melhoraram a limpeza da parede do *casing*.

A maioria das questões quanto aos poços HPHT se encontram em altas profundidades onde a densidade equivalente no fundo do poço é menor que a densidade bombeada na superfície, principalmente devido aos efeitos da temperatura. Por exemplo, para atingir uma densidade de fundo de poço de 17.3 ppg (2033 kg/m³) a

17.000 ft (5182m) e 375°F (191°C), será preciso uma densidade na superfície de 17.8 ppg (2092 kg/m³) a 70°F (21°C).

As densidades equivalentes pela profundidade podem ser determinadas por bons simuladores ou pelo fornecedor da devida salmoura.

5.3.4 Metodologia de canhoneio

O sistema de canhoneio tem sido cada vez mais comum na indústria, porém quando se trata de poços HPHT, a exposição à temperatura de fundo de poço precisa ser friamente examinada. A maioria dos sistemas feitos pelos fornecedores é confeccionada para tempos de exposição menores que o necessário. É importante que o engenheiro de completação identifique as limitações existentes, e se necessário, trabalhar próximo ao fornecedor para qualificar o sistema para as condições e tempos de exposição esperados.

No mínimo, um processo qualificado de um sistema de canhoneio deve incluir cargas de explosivos, detonadores, *boosters*, balas e cabeças de disparos. Testes de desempenho a alta temperatura das cargas que serão utilizadas é um dos requisitos. Também é recomendado um raio X dos primeiros lotes para detectar imperfeições ou defeitos.

Operações com cabo elétrico – *electric wireline* em pressões que excedem 6.000 psi são normalmente evitadas devido ao risco adicional do controle de pressão. A principal questão sobre o controle de pressão é a manutenção de uma adequada e contínua pressão de vedação em torno do cabo e nos selos dos tubos de escoamento na parte superior do lubrificador.

As operações devem sempre ser preparadas para a pressão máxima possível na cabeça do poço; entretanto, medidas para reduzir a pressão na cabeça de poço, como preencher o poço com fluidos, devem ser realizadas até que as melhorias sejam feitas para as atuais tecnologias disponíveis. É devido a isto que muitos operadores tentam evitar canhoneios tradicionais com cabo elétrico – *electric wireline* em poços HPHT.

Slickline implantado em sistemas de canhoneio por bala tem sido efetivamente utilizado, podendo ser ativado hidraulicamente e posteriormente recuperados em completações *monobore*. A completação *monobore*, é caracterizada por utilizar o

mesmo diâmetro na coluna de produção, desde o reservatório até a superfície. As vantagens desse tipo de completação incluem menores custos de perfuração e diminuição na lista dos equipamentos como *liners* e *packers*.

A maior consideração para o controle da pressão é garantir o funcionamento e uso do sistema redundante de bombas. Também é ideal que uma das unidades desse sistema seja capaz de bombear em volumes bem baixos.

6 Conclusão

Devido às suas altas pressões e temperaturas, os poços HPHT possuem diversos agravantes quando comparados com poços convencionais. Com isso, vários equipamentos e ferramentas precisam ser reajustados para suportarem estas condições adversas, ficam mais caros, podendo afetar diretamente a viabilidade do projeto. E outros equipamentos se tornam inutilizáveis, fazendo com que a medição de propriedades e controle das operações no poço se tornem mais difíceis.

De acordo com o estudo apresentado, os fluidos de perfuração a base óleo são mais adequados no cenário HPHT, por serem mais estáveis em altas temperaturas, apresentam boa proteção contra aprisionamento diferencial e proteção do reservatório. Porém apresenta desvantagem, o gás é mais solúvel em óleo do que em água, com isso torna a detecção do gás mais complexa o que ocasiona em maior número de *kicks* e incidentes.

Para que tenhamos maior segurança, estabilidade do poço e diminuição do tempo dos processos é importante o controle das propriedades do fluido, pois assim podemos prever qual será seu comportamento. No trabalho apresentado foi possível determinar que com a viscosidade e densidade da lama de perfuração aliadas à taxa de bombeamento para o poço é possível otimizar as propriedades reduzindo os riscos de existentes.

Além disso, pode ser observado na cimentação, onde as altas temperaturas são responsáveis pela perda de força e aumento da permeabilidade do cimento. Com isso, é de suma importância desenvolver uma pasta de cimento que seja eficiente na selagem do espaço anular, prevenindo fluxos do reservatório. Para que tais problemas sejam sanados, indica-se o uso de agentes adensantes e estabilizadores. Também é indicado o uso de látex (em torno de 13% no volume) como um aditivo para controlar a perda de fluidos e a reologia da pasta.

Durante a completação, existem algumas considerações que devem ser observada, pois existem desafios únicos para o projeto HPHT. Os fluidos, equipamentos e a etapa do canhoneio devem ser muito bem supervisionadas pois estas são

consideradas etapas críticas do processo. A completção *monobore* tem sido mais utilizada para poços HPHT.

De um modo geral, a construção do poço se esforça para manter em equilíbrio requisitos em conflito. O desempenho da perfuração não deve comprometer o controle do poço, e a pressão da cimentação não deve por em risco a integridade da formação. Em poços HPHT, a margem entre estas restrições conflitantes são estreitas e análises cuidadosas são requeridas para o sucesso.

A implementação de programas da construção de poços HPHT requer um pessoal especializado, guiados por procedimentos estabelecidos com informação acurada nos parâmetros da superfície. Modelos de *software* e medições de fundo de poço ajudam a completar o quadro prevendo o comportamento do fluido no poço com precisão para permitir uma perfuração segura. Com todos estes fatores, os crescentes desafios em poços HPHT continuarão a ser superados de forma segura e com sucesso no futuro.

Como sugestão para futuros trabalhos acadêmicos, recomenda-se abordagem acerca da viabilidade da implementação da técnica OHMS para poços HPHT e de novas composições de fluidos de perfuração e completção que possam suportar estas condições e minimizar todos os riscos do processo.

Referências Bibliográficas

ADAMSON, K. et al.: **“High Pressure, High Temperature Well Construction”**. Schlumberger OilfieldReview, Verão de 1998.

Agência Nacional do Petróleo e Gás Natural e Biocombustíveis (ANP). **Preço Médio do barril de petróleo**.2015. Disponível em <http://www.anp.gov.br> acessado em 10/07/2015

ASSAYAG, Marcos Isaac; HELMS, Theodore; SANTAROSA, Wilson. **Relatório de Tecnologia Petrobras 2012**. Brasil, 2012. 72p.

BAIOCO, J.S., SECKLER, C.S., **Desenvolvimento do modelo de síntese e otimização aplicado a procedimentos de canhoneio de poços de petróleo**, Rio de Janeiro, 2009.

BELLARBY, J., **Well completion design**, 1ª edição, Editora Elsevier, Amsterdam, Holanda, 2009.

CAENN, R., DARLEY, H.C.H., GRAY, G.R., **Fluidos de Perfuração e Completação**, Tradução Jorge de Almeida Rodrigues Júnior, Editora Elsevier, Rio de Janeiro, Brasil, 2014.

Carlos Alberto Alves Varella. Varella, 2009. **Histórico e desenvolvimento dos motores de combustão interna**. Disponível em http://www.ufrj.br/institutos/it/deng/varella/Downloads/IT154_motores_e_tratores/Aulas/historico_e_desenvolvimento_dos_motores.pdf 2009 acessado em 10/07/2015

Centro de Ensino e Pesquisa aplicada (CEPA). **História do Petróleo**. 1999. Disponível em <http://cepa.if.usp.br> Acessado em 15/07/2015.

GUIMARÃES, I.B, ROSSI, L.F.S., **Estudo dos constituintes dos fluidos de perfuração: proposta de uma formulação otimizada e ambientalmente correta**.In: 4º PDPETRO, Campinas, São Paulo, Brasil, Outubro de 2007.

HAHN, D.E., PEARSON, R.M., HANCOCK, S.H., **“Importance of Completion design Considerations for complex, hostile, and HPHT wells in Frontier areas”**. SPE, Adams Pearson Associates Inc, 2000.

LOPEZ, J.C., COSTA, D.O., **Tecnologia dos métodos de controle de poço e blowout**, Rio de Janeiro, Maio de 2011.

MORAIS, J.M., **Petróleo em Águas profundas, uma história tecnológica da PETROBRAS na exploração e produção offshore**, Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada, Brasília, Brasil, 2013.

RIBEIRO, D. B., **Utilização de nanosílica como aditivo estendedor para pastas cimentadas de baixa densidade destinadas à cimentação de poços petrolíferos**. 2001. 102f. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia de Materiais) Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Rio Grande do Norte 2012.

ROCHA, L.A.S., AZEVEDO, C.T., **Projeto de Poços de Petróleo – Geopressões e Assentamento de Colunas e Revestimentos**, 2ª Edição, Editora Interciência, Rio de Janeiro, Brasil, 2009.

SANTOS JÚNIOR, B.F. 2006. **Modificações morfológicas e estruturais de pastas de cimento aditivadas com termofixos a base de epóxi para utilização em poços de petróleo**. Sergipe: Universidade Federal de Sergipe, 2006. Dissertação de mestrado.

SANTOS, O.L.A., **Segurança de poço na perfuração**, Editora Edgard Blücher, São Paulo, Brasil, 2013.

SHRIVASTAV, P. “**An Integrated Approach Towards Well Control For a HPHT Well**”. OTC 22885, Texas, USA, 2012.

SKEATES, G.D.C. et al.: “**High-Pressure, High- Temperature technologies**”, Schlumberger Oilfield Review, Outono de 2008.

THOMAS, J. E et al. **Fundamentos de engenharia de petróleo**, 2ª edição, Editora Interciência, Rio de Janeiro, Brasil, 2001.