



Análise e Discussão das Operações de Perfuração e Completação em Poços Petrolíferos

Ariana Francisco Chipalavela

Dissertação para obtenção do Grau de Mestre em

Engenharia Geológica e de Minas

Júri

Presidente: Dr. Amílcar de Oliveira Soares

Orientador: Dr. António José da Costa e Silva

Vogal: Dra. Maria João Correia Colunas Pereira

Outubro 2013

Agradecimentos

Em primeiro lugar, agradeço aos meus pais, Samuel Victor Chipalavela e Maria João Chipalavela, por todo o amor e apoio que me deram mesmo nas condições mais difíceis. Com eles aprendi a valorizar o trabalho e a nunca desistir mesmo quando tudo parece desabar. Obrigada por tudo.

Agradeço também aos meus dois irmãos e à minha avó querida, Rossana Chipalavela, Frederico Chipalavela, e Arminda Júlia, respectivamente, pela capacidade de transformar esta tão grande distancia, que nos separou estes cinco anos, em nada, quer com as suas palavras de apoio e consolo, quer com os muitos mimos concedidos em cada viagem de visita ao meu país.

As minhas parceiras Arleth Gonçalves e Venícia da Paixão, com quem vivi e partilhei a maior parte destes 5 anos, e ao "68", obrigada por terem sido a minha família e por terem tornado essa caminhada uma caminhada alegre.

Ao meu namorado, Milton Ferreira, e a minha prima querida Marisa Bondo, que sempre estiveram ao meu lado dando-me força e coragem para nunca desistir, e que com muito amor cuidaram de mim.

A minha companheira de guerra Daniela Andrade, muito obrigada, pelos momentos que passamos juntas, pelas vezes que rimos quando tínhamos vontade de chorar e por todo apoio. Dani, we got the power!

Ao meu amigo Adilson Moreira por todo amor que me deu e por ter tornado esta caminhada mais fácil. A Kâmia Espírito Santo, obrigada por não me teres deixado desistir no último momento.

Ao Professor António Costa e Silva pela orientação, inspiração, paciência e motivação ao longo da minha vida académica.

Ao Professor Armindo Torres Lopes, que me inspirou verdadeiramente, dando-me as bases sobre Economia do Petróleo e fazendo-me perceber a importância deste tema na actualidade.

Aos Engenheiros Silvio Carneiro, Luís Guerreiro e Sofia Costa, colaboradores da *Partex Oil and Gas*, quero agradecer o empenho e interesse com que me orientaram, tornando-se assim em alicerces essenciais para a realização desta tese de mestrado. Muito obrigada!

Quero também agradecer a todos os colegas, amigos e professores que cruzaram a minha vida e me acompanharam nestes últimos anos. Anos com momentos bons e menos bons, mas acima de tudo anos em que, com muito orgulho, vivi, aprendi e cresci como engenheira e como Mulher. Serei eternamente grata. Obrigada a todos!

Por última, mas não menos importante, agradeço a Deus por me ter abençoado com fé e coragem em tantos momentos da minha vida e por me ter abençoada com todas estas pessoas que fizeram parte desta caminhada. Obrigada meu pai!

Resumo

A perfuração e completção de poços é uma das etapas da exploração de petróleo, executada após a fase de prospecção, envolvendo todas as operações realizadas desde a fase inicial do poço até a sua entrega à equipa de produção. A análise e caracterização das principais operações de perfuração e completção de um poço de petróleo são o objectivo deste trabalho.

Tratam-se de operações que envolvem um elevado investimento e risco financeiro, onde segurança e eficiência são palavras de ordem e determinantes para a viabilidade económica. O correcto planeamento destas operações e a forma como são guiadas e executadas, são a chave para o sucesso da perfuração e completção e, é neste contexto, que a análise dos procedimentos relacionados com as operações realizadas são de extrema importância para a indústria petrolífera, e para a sociedade, uma vez que o petróleo é a principal fonte de energia actual, contribuindo para a formulação de melhores práticas e aperfeiçoamento da tecnologia e técnicas de perfuração e completção.

Para uma melhor compreensão das operações realizadas, inicialmente são abordados os principais equipamentos usados na perfuração de um poço, e depois é que são propriamente abordadas as operações de perfuração.

No final, é apresentando um programa de perfuração e completção de um poço *onshore*, em que se descrevem com detalhe todas as operações a realizar, inclusive como proceder em caso de abandono do poço.

Ao longo deste trabalho é possível perceber como cada operação influencia as operações seguintes e como erros resultam em elevados custos de correcção.

Palavras chave

Poço

Indústria petrolífera

Operações de perfuração

Segurança

Eficiência

Completção

Abstract

Drilling and well completion is one of the stages of oil exploration, carried out after the prospecting phase, and involves all the operations done since the beginning of the well to its delivery to the production team. The objective of this study is to analyse and characterize exactly the major operations performed during the *drilling* and completion of an oil well.

These are operations that involve a high investment and financial risk, where safety and efficiency are key words and crucial for an economic viability. The correct sizing of these operations, the way they are guided and run, become the key to a *drilling*'s successes. It is in this context that the analysis of procedures and the operational issues relating to these process, become extremely important for the oil industry, and for the society, since oil is the main source of energy today, contributing not only to the formulation of best practices but also for the improvement of the *drilling* and completion techniques and technology.

For a better understanding of all operations, the main equipment used in the *drilling* and completion of a well is, covered first, and only after, *drilling* operations are a properly mentioned.

A *drilling* program and the completion of an *onshore* well is, presented at the end, which describes in detail all operations, including how to proceed in case of the abandonment of a well.

Throughout the work, it is possible to see how each operation affects the following, and what errors result in high correction costs.

Key words

Well

Oil industry

Drilling operations

Safety

Efficiency

Completion

Índice

Agradecimentos	ii
Resumo	iii
Abstract	iv
Índice de figuras	viii
Índice de tabelas	xi
1. Introdução	1
1.1. Estrutura da dissertação	1
1.2. Objectivo	2
1.3 História da perfuração de poços de petróleo	2
2. A perfuração	5
2.1. Métodos de perfuração	5
2.1.2. Método Rotativo	6
2.1.2.1. Coluna de perfuração	8
2.1.2.2. Brocas de perfuração	9
3. Sondas de perfuração	11
3.1. Sondas terrestres	11
3.2. Sondas marítimas	12
3.3. Equipamentos básicos de uma sonda de perfuração	15
3.3.1. Sistema de sustentação de cargas	16
3.3.2. Sistema de movimentação de cargas	17
3.3.3. Sistema de rotação	19
3.3.4. Sistema de circulação de fluidos	20
3.3.5. Sistema de geração de energia	22
3.3.6. Sistema de monitorização	22
3.3.7. Sistema de segurança do poço	23
4. Operações de perfuração	25
4.1. Fluidos de perfuração	25
4.1.1. Principais funções dos fluidos de perfuração	25
4.1.1.1. Remoção e transporte dos cuttings	26
4.1.1.2. Suspensão de cuttings	27
4.1.1.3. Controlo das pressões subterrâneas encontradas	28
4.1.1.4. Arrefecer e lubrificar a broca e a coluna de perfuração	29

4.1.1.5. Minimizar danos a formação e preservar a estabilidade do poço	30
4.1.1.6. Assegurar a obtenção de máxima informação possível	30
4.1.1.7. Funções auxiliares dos fluidos de perfuração	31
4.1.2. Tipos de fluidos de perfuração	31
4.1.2.1. Fluidos à base de água	32
4.1.2.2. Fluidos à base de óleo	33
4.1.2.3. Fluidos à base de gás	34
4.1.2.4. Fluidos à base de sintéticos	35
4.2. Operações de cimentação	35
4.2.1. Parâmetros que influenciam a cimentação	36
4.2.2. Cimentação primária	37
4.2.3. Cimentação secundária ou complementar	40
4.2.3.1. Compressão de cimento ou squeeze.....	41
4.2.3.2. Tampões de cimento	42
4.2.3.3. Top fill.....	43
4.2.3.4. Recimentação	44
4.2.4. Aditivos.....	44
4.3. Operações de carotagem ou "coring"	45
4.3.1 Carotagem durante a perfuração (<i>bottom coring</i>)	46
4.3.1.1. Carotagem convencional	47
4.3.1.2. Carotagem wireline retrievable	48
4.3.2. Carotagem depois da perfuração (<i>sidewall coring</i>)	49
5. Completação de poços	51
5.1. Métodos de completação.....	51
5.1.1. Quanto ao revestimento de produção	51
5.1.2. Quanto ao número de zonas completadas.....	54
5.3. Fases de uma completação	55
6. Caso de estudo: poço AC1 do campo <i>Piriquito</i> , Brasil.....	64
6.1. Introdução	64
6.2. Objectivos.....	65
6.3. Geologia e Geofísica	65
6.4. Programa de aquisição de dados (amostragem de calha e perfilagem)	66
6.5. Programa de perfuração e completação.....	66
6.5.1. Resumo executivo das operações.....	67

6.5.2. Sequência operacional	69
6.5.2.1. Locação	69
6.5.2.2. Fase I (sonda roto-pneumática): perfuração e revestimento	70
6.5.2.3. Fase II (sonda convencional): perfuração e revestimento.....	73
4.5.2.4. Abandono	77
4.5.2.5. Fase III: Avaliação e completção.....	77
7. Conclusão	84
Glossário.....	85
Bibliografia	90
Anexos A.....	93
Anexos B.....	100

Índice de figuras

Figura 1 - Evolução mundial de produção de petróleo na plataforma continental (adaptado de http://www.tecnicodepetroleo.ufpr.br/apostilas/petrobras/engenharia_do_petroleo_l.pdf).....	4
Figura 2 - Esquema de perfuração a cabo (http://www.elsmerecanyon.com/oil/cabletoolrig/cabletoolrig.htm).....	6
Figura 3 - Transporte dos <i>cuttings</i> pelo fluido de perfuração durante a perfuração rotativa. (http://stochasticgeomechanics.civil.tamu.edu/efd/Definitions.html).	7
Figura 4 - Aspecto básico de um poço depois de ter sido revestido (Adaptado de <i>Drilling Handbook</i> , 2006).....	7
figura 5- A- drill collars, B- <i>heavy weight drill pipes</i> , C- <i>Drill pipes</i> (http://www.otiservices.in/drill.html ; http://www.betteroiltools.com/pro.php?id=8 ; http://cnjslxgroup.en.made-in-china.com/).....	8
figura 6- Brocas de perfuração (Adaptado de http://www.biznessuae.com/products/Industrial_Goods_And_Services__Mining_And_Drilling-2.htm ; http://www.pdcbitcn.com/index-en.html ; http://www.creightonrock.com/).....	10
Figura 7- Classificação das sondas de perfuração rotativa (<i>Applied Drilling engineering</i>).....	11
figura 8- Instalações de uma sonda de perfuração terrestre. (http://www.apirig.com/product90.html).	12
figura 9- Plataforma fixa (Adaptado de http://www.conpetro.com.br/page_66.html).	13
Figura 10- Jack up da companhia Maersk. (http://www.offshoreenergytoday.com/denmark-maersk-exercises-options-for-energy-endeavour-jack-up-rig/).	13
Figura 11- Semisubmersível da <i>Seadrill</i> (http://gcaptain.com/seadrills-west-hercules-work/).....	14
Figura 12- Navio sonda da Samsung Shipbuilding (http://gcaptain.com/kicking-transocean-brazil-cost/).	15
Figura 13- Equipamentos básicos de uma sonda de perfuração rotativa (Adaptado de Carl Gatlin, 2006).....	16
Figura 14- Mastro e subestrutura de uma sonda de perfuração (http://www.ldpetro.com/ru/Productlist.asp?ID=43).....	17
Figura 15- A: Guincho, B: Bloco de coroamento de uma sonda rotativa. (http://www.kehuabest.com/dc_motor_driven_drawworks_24.html , http://www.sxtfgs.cn/en/ProductView.asp?ID=41).	18

Figura 16- Esquema típico de um sistema de movimentação de cargas (Applied <i>Drilling Engineering</i> , 1986).....	19
Figura 17- Esquema de um sistema rotativo (Applied <i>Drilling Engineering</i> , 1986).....	20
Figura 18- Sistema de circulação de fluidos de uma sonda rotativa (Applied <i>Drilling Engineering</i> ,1986).	21
Figura 19- Cabeça do poço, B- BOP. (http://ajiacomix.wordpress.com/2012/05/21/drilling-off-cuba-and-how-the-embargo-could-be-very-costly-for-the-us/).....	23
Figura 20- Mecanismos do BOP (http://www.eurosul.com/index.php?pag=menu&idmenu=86&womusa-worldwide-oilfield-machine-inc,http://spanish.alibaba.com/product-gs/api-16a-blind-ram-assembly-pipe-ram-assembly-shear-ram-assembly-variable-bore-ram-assembly-for-bop-783736520.html).	23
Figura 21- velocidade do fluido de perfuração no espaço anular (Gatlin, 1960).	26
Figura 22- Comportamento dos <i>cuttings</i> A- em regimes turbulento e B- em regime laminar, (Gatlin, 1960).....	27
Figura 23- Composição típica de um fluido à base de água.....	33
Figura 24- Composição típica de um fluido à base de óleo.	34
Figura 25- Principais equipamentos utilizados na cimentação primária. (http://mpgpetroleum.com/fundamentals.html).....	39
Figura 26- Sequência operacional de cimentação primária. (http://petrofed.winwinhosting.net/upload/30May-01June11/10.pdf).	40
Figura 27- Poço após o <i>squeeze</i>	41
Figura 28- Barra amostradora. (Fonte: http://shree.en.alibaba.com/product/362717296-210779661/Conventional_Coring_Tool.html).....	47
Figura 29- Brocas de carotagem. (http://www.keruipectro.com/?fproduct/i55).....	48
Figura 30- Dispositivo usado na carotagem Sidewell <i>coring device</i> . Fonte:(Carl Gatlin, http://www.spec2000.net/09-corepore.htm).	49
Figura 31- Carotagem rotativa sidewell (Fonte: http://www.spec2000.net/09-corepore.htm ; http://www.bakerhughes.com/products-and-services/evaluation/coring-services/wireline-sidewall-coring-services/rotary-sidewall-coring).....	50
Figura 32- Esquema de uma completação a poço aberto (Carl Gatlin, 1960).....	52

Figura 33- Completação com revestimento canhoneado. (Adaptado de http://www.accessscience.com/search.aspx?rootID=795289).....	53
Figura 34- A- completação com <i>liner</i> rasgado; B- completação com <i>liner</i> canhoneado.(Fonte: http://www.accessscience.com/search.aspx?rootID=795289 , http://ocw.utm.my/file.php/12/Chapter_6-OCW.pdf).....	54
Figura 35- A- Completação simples; B- Completação de duas zonas com uma coluna de produção e um <i>packer</i> ; B` - Completação de duas zonas com uma coluna de produção e dois <i>packers</i> ; C- Completação dupla com elevação artificial, (Gatlin, 1960).....	55
Figura 36- Poço temporariamente abandonado por meio de tampões de cimento.....	56
Figura 37- Sistema típico da cabeça do poço de uma exploração <i>onshore</i> . (http://dc364.4shared.com/doc/Sx9U-iNk/preview.html).	57
Figura 38- Equipamento de perfilagem sónica. (adaptado de http://petrofed.winwinhosting.net/upload/IAI/17-20mar10/WellLoggingTech.pdf).....	59
Figura 39- Ferramenta de perfilagem ultrassónica, USIT. (Fonte: http://www.slb.com/~media/Files/production/product_sheets/well_integrity/usi.pdf).	60
Figura 40- Canhoneio de uma zona produtora. (http://www.geomore.com/completing-the-well/).....	61
Figura 41- Árvore de natal convencional. (Fonte: http://southernstaroil2.wordpress.com/2012/04/03/southern-star-corey-1-36-update-29/).....	63
Figura 42- Esquema do poço no final da fase I.....	73
Figura 43- Esquema do poço no início da fase II.....	75
Figura 44- Esquema do poço no final da fase II.	77
Figura 45- Esquema do poço no final da completação.....	83

Índice de tabelas

Tabela 1- Aditivos adicionados aos fluidos de perfuração.....	32
Tabela 2- Design geral do poço	68

1. Introdução

O petróleo tem sido a principal fonte de energia da sociedade moderna em que vivemos, e apesar da procura de fontes de energias alternativas hoje ser maior do que há anos, este ainda desempenha um papel vital no desenvolvimento e no dia-a-dia da sociedades, sendo considerado actualmente como o principal produto estratégico da matriz energética mundial.

Este recurso fornece a energia que sustenta a maior parte das redes de transporte, que asseguram não só a mobilidade das pessoas, mas também o comércio entre países, regiões e continentes e ainda serve como matéria prima na fabricação de uma serie de produtos (Gomes & Alves, 2007).

Mas, como vivemos numa sociedade cada vez mais globalizada, e que cresce a um ritmo acelerado, a demanda de energia é cada vez maior, surgindo a necessidade de se explorar e produzir mais, de forma a responder a esta necessidade crescente. É neste contexto que a indústria petrolífera constitui um sector estratégico fundamental no funcionamento da economia moderna.

O problema é que com este aumento de consumo, as reservas de petróleo mais acessíveis esgotam-se a um ritmo também acelerado, e torna-se necessário explorar novas áreas onde a complexidade e o risco das operações são maiores, exigindo conhecimento, tecnologias e pessoal cada vez mais especializado. Exemplo dessas áreas são as explorações em águas ultraprofundas e o pré-sal¹.

Para além disso, têm aumentado as preocupações com relação ao impacto ambiental durante as operações de exploração e produção, e o grande desafio da indústria petrolífera é não só ultrapassar a complexidade estrutural das zonas exploradas, mas também, produzir de uma forma sustentável.

Notar que as operações realizadas desde a prospecção até a produção de petróleo envolvem um enorme risco financeiro e a viabilidade económica e eficiência das operações são de extrema importância.

Neste contexto, a análise das operações realizadas durante a perfuração de um poço de petróleo são de extrema importância, porque uma vez compreendidas contribuem em grande parte para o aperfeiçoamento da tecnologia usada e para a melhoria na performance de operações futuras.

1.1. Estrutura da dissertação

Esta dissertação é constituída por 7 capítulos, sendo o primeiro a introdução, e o último a conclusão. Assim, no último ponto da introdução faz-se um resumo histórico da perfuração de poços de petróleo.

¹ Pré-sal é o nome dado as reservas de hidrocarbonetos que se localizam abaixo de camadas de sal.

Com o objectivo de se perceber melhor as operações realizadas durante a perfuração, no capítulo 2 faz-se uma abordagem sobre os métodos de perfuração, e no capítulo 3 aborda-se as sondas de perfuração rotativa e seus principais equipamentos.

Depois de conhecidos os equipamentos básicos de uma sonda, abordam-se as operações de perfuração em si. Assim, no capítulo 4, são referidos os fluidos de perfuração, que são considerados como elemento vital durante a perfuração, a cimentação e o *coring*. Sobre os fluidos são abordadas as suas principais funções e os tipos. Nos temas referentes às operações de cimentação e de *coring* são abordadas as principais técnicas e material usado. No capítulo 5 são abordadas as operações de completação e é dada maior ênfase aos arranjos de completação e aos procedimentos para a completação de um poço.

No penúltimo capítulo é apresentado um caso prático, onde se descreve a sequência das operações de perfuração e completação de um poço, incluindo a preparação para início da perfuração e testes realizados no poço. Por fim, no último ponto deste trabalho, são apresentadas as considerações finais.

1.2. Objectivo

Como a indústria do petróleo é o sector que mais tem desenvolvido e registrado avanços tecnológicos, é também maior a necessidade de formação de pessoal qualificado, e cada vez mais especializado.

Assim, este trabalho foi realizado, sobretudo, com a finalidade de se descrever e fazer uma análise das operações de perfuração, ou seja, perceber o que são e como são realizadas estas operações, quais as melhores práticas, e a importância da eficácia de cada operação, nas operações seguintes.

A bibliografia referente às operações de perfuração de poços de petróleo é bastante variada. Porém, existe uma escassez de material acessível que englobe todas estas operações num só documento, principalmente na literatura Portuguesa. Assim este trabalho também foi realizado com o objectivo de constituir material didático como forma de introdução às operações de perfuração.

1.3 História da perfuração de poços de petróleo

Não se sabe exactamente quando o petróleo começou a ser usado pelo homem, mas algumas referências indicam que a sua utilização e comercialização como matéria prima remota desde os primórdios da civilização, 4000 A.C., designado por nomes como betume, asfalto, lama, óleo de rocha, entre outros. Alguns registos revelam indícios da existência e utilização de derrames naturais deste recurso como lubrificante, pavimento de estradas, aquecimento e iluminação de casas, por povos da Mesopotâmia, Egipto, Pérsia e Judeia, como aglutinante pelos sumérios e para fins bélicos pelos gregos e romanos, entre outros.

No entanto, é apenas em meados de 1850, quando foram perfurados com sucesso alguns poços pelo mundo, que se dá início à moderna indústria do petróleo. Um dos casos mais conhecidos é o de Edwin L. Drake que a 27 de Agosto de 1859, em Titusville, Pensilvânia, perfurou um dos primeiros poços de petróleo com sucesso. Após meses de perfuração Edwin encontra petróleo, num poço, que tinha 21 metros de profundidade e uma produção média diária de 2m³. Este poço foi perfurado pelo método percussivo movido a vapor, o primeiro método utilizado com sucesso para a perfuração de poços na indústria petrolífera (Gatlin, 1960; Lake, 2006).

Nos primeiros anos de perfuração e produção de petróleo, os poços eram perfurados em terra e tinham profundidades moderadas, com menores efeitos horizontais. A compreensão do impacto das forças geológicas e das propriedades dos materiais da terra nas práticas de perfuração, era desenvolvida por região e de forma empírica. Assim, as práticas bem sucedidas eram definidas por tentativa e erro e muitas vezes resultavam em custos extraordinários.

Uma vez compreendidas as condições locais, era possível perfurar novos poços com grau de confiança suficiente para garantir a segurança e o sucesso económico de outros campos de desenvolvimento. No entanto, as técnicas que eram bem sucedidas num campo não eram necessariamente bem sucedidas em outros e portanto, os processos de aprendizagem de tentativa e erro tinham de ser frequentemente repetidos (Lake, 2006).

À medida que os poços se tornavam mais profundos e sujeitos a regimes de alta tensão, altas temperaturas e pressões dos poros, e conseqüentemente mais caros e complexos em termos de geometria, tornou-se claro que o sucesso económico de um campo de desenvolvimento só podia ser assegurado caso se compreendesse a geologia e tectónica desse campo e o seu impacto nas práticas de perfuração. Assim, era possível projectar as actividades com base nessa compreensão, criar técnicas que caracterizassem estes processos e permitissem evitar conseqüências indesejáveis.

No final do século XIX o método percussivo começou a ser usado amplamente e os poços multiplicaram-se. No entanto, era um método que se tornou rapidamente limitado uma vez que não permitia alcançar grandes profundidades.

Com a necessidade de se ultrapassar esta limitação, surgem as primeiras adaptações do método rotativo à perfuração de poços de petróleo. O método rotativo, assim como o método percussivo foi um método inicialmente concebido para perfuração de poços de água, e foi apenas aproximadamente em 1900 que dois empreiteiros de perfuração de poços de água, (MC e C.E Baker) no Texas, utilizaram as suas ferramentas para perfuração de poços de petróleo (Gatlin, 1960).

Após a perfuração dos primeiros poços com este método, o método percussivo começou a ser rapidamente substituído e esta descoberta revelou-se um marco na indústria petrolífera, desencadeando a sua utilização generalizada. O método rotativo é hoje considerado o método convencional de perfuração de poços na indústria petrolífera.

Como as principais matérias primas utilizadas antes da indústria petrolífera moderna eram o óleo de baleia para a iluminação, velas de cera, carvão, e alcatrão, é fácil perceber o rápido avanço da indústria petrolífera em função da enorme procura. Ao descobrir-se que a destilação do petróleo resultava em produtos que podiam substituir estas matérias primas com grande margem de lucro, deu-se uma revolução na sociedade. Com a posterior criação da indústria automobilística e de aviação, somada à larga utilização nas guerras, o uso do petróleo, sedimentou-se de vez e este passou a ser a componente essencial da matriz energética.

Em 1897, cerca de 38 anos depois de se terem perfurado os primeiros poços em terra, são feitas as primeiras tentativas de exploração offshore. As primeiras sondas utilizadas para perfuração marítima eram as mesmas que eram utilizadas na perfuração terrestre, mas apoiadas e adaptadas a uma estrutura que permitisse perfurar em águas rasas (Lake, 2006).

A necessidade de se perfurar em águas cada vez mais profundas e de se ultrapassar as limitações que eram encontradas, foi incentivando a criação de sondas com técnicas de perfuração especialmente concebidas para a perfuração *offshore*. Assim, a partir de 1950, a indústria petrolífera é marcada por uma intensa atividade exploratória e começam a intensificar-se as incursões no mar.

A melhoria dos projectos, qualidade do material usado e equipas especializadas, possibilitaram a perfuração de poços em ambientes cada vez mais desafiadores e com uma taxa de sucesso crescente. Nos anos 80 e 90 estes avanços tecnológicos permitiram a redução dos custos de exploração e produção, criando um novo ciclo de investimento para a indústria petrolífera, evidenciado pela evolução do recorde mundial de produção na plataforma continental (figura 1).

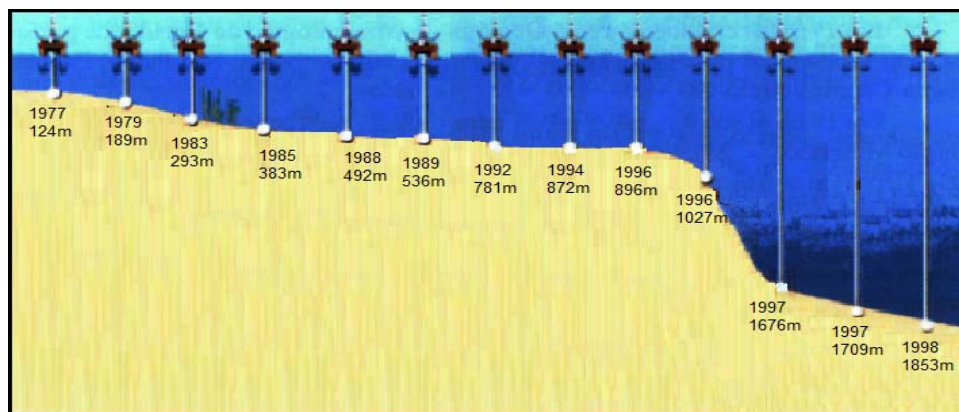


Figura 1 - Evolução mundial de produção de petróleo na plataforma continental (adaptado de http://www.tecnicodepetroleo.ufpr.br/apostilas/petrobras/engenharia_do_petroleo_i.pdf).

Hoje já existem tecnologias mais resistentes a erosão, altas temperaturas e pressão, que permitem perfurar a mais de 6000 metros de profundidades, como é o caso do pré sal, marcando o início de um novo modelo exploratório. Para além de grandes desafios as questões ambientais têm ganho espaço e a sustentabilidade das operação tem sido uma das maiores preocupações da industria petrolífera.

2. A perfuração

Apesar de todo trabalho de prospecção realizado antes de se iniciar a exploração de um reservatório, perfurar um poço é a única forma directa de se comprovar e ter certeza da presença ou não de reservas recuperáveis.

A perfuração, como uma das etapas da exploração de óleo, hoje objectiva cenários geológicos de grande complexidade, e é capaz de atingir zonas de elevadas profundidades e consequentemente sujeitas a pressões e temperaturas elevadíssimas. É um processo que se realiza por etapas, e consiste no conjunto das várias operações e actividades que vão permitir o elo de ligação do reservatório com a superfície, atendendo as questões de segurança e estabilidade. É um trabalho contínuo que só se conclui ao ser atingida a profundidade final pretendida.

Estas operações e actividades são realizadas através de uma sonda ou plataforma de perfuração, que de acordo com o projecto do poço, deve ser compatível com as características gerais do local a perfurar.

Uma vez comprovada a existência de petróleo no poço pioneiro², são perfurados outros poços para se avaliar a extensão da jazida. Essa informação é que vai determinar se é economicamente viável ou não, produzir o petróleo descoberto.

2.1. Métodos de perfuração

Existem basicamente dois métodos de perfuração: o método percussivo e o método rotativo (Bourgoyne Jr., Millheim, Chenevert, & Young Jr., 1986; Gatlin, 1960).

2.1.1 Método percussivo

Na perfuração com o método percussivo, também designado por perfuração a cabo (*cable tool drilling*), o avanço do poço é feito golpeando sucessivamente a rocha com uma broca sustentada por um cabo de aço, causando a sua fragmentação por esmagamento. Para limpeza do poço, após vários golpes retira-se a broca e os *cuttings* gerados no interior do poço são retirados através da descida de uma ferramenta denominada por caçamba.

A caçamba, um tubo equipado com uma válvula de retenção no fundo, é reciprocada até que se preencha o seu interior com o material do poço. Este material é descartado na superfície e depois de mais algumas descidas da caçamba, a perfuração é reiniciada, e o processo vai se repetindo.

² Poço pioneiro é o primeiro poço perfurado numa área (num futuro campo, caso seja descoberto óleo) em busca de jazida.

Actualmente quase já não se usa este método, com excepção de alguns casos especiais em que apresenta vantagens. Tem baixos custos com equipamentos e operação, incluindo a dtm (desmontagem, transporte e montagem) e a locação, e apresenta dano desprezível à formação. Tem como maiores desvantagens taxas de penetração muito baixas quando comparadas com o método rotativo à medida que se aumenta a profundidade, dificuldade na obtenção de amostras para carotagem e deficiências no controlo do influxo de fluidos das formações para o poço. Na figura 2 pode-se observar um esquema de uma sonda de perfuração a cabo.

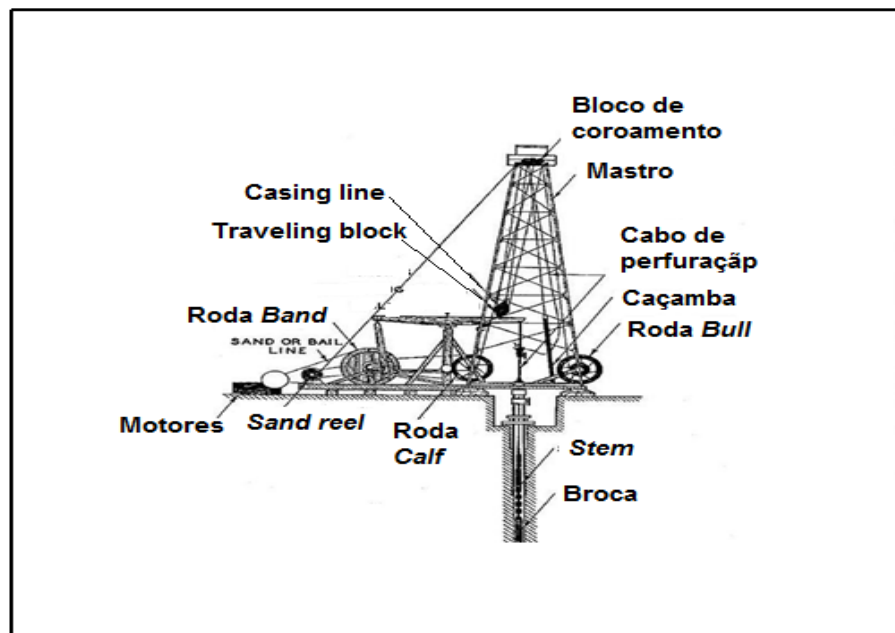


Figura 2 - Esquema de perfuração a cabo (<http://www.elsmerecanyon.com/oil/cabletoolrig/cabletoolrig.htm>).

2.1.2. Método Rotativo

O método rotativo consiste em descer no poço, animada de um movimento de rotação, uma coluna de perfuração que possui em sua extremidade uma broca de aço. A perfuração é realizada atravessando a formação através do movimento combinado da rotação da broca e do peso sobre ela, ao comprimir a rocha e causando a sua fragmentação. Com o objectivo principal de trazer para à superfície os *cuttings* gerados durante a perfuração, bombeia-se por dentro da coluna de perfuração um fluido, denominado de fluido de perfuração, que através de orifícios na extremidade da broca retorna à superfície pelo espaço anular existente entre a coluna de perfuração e as paredes do poço, transportando consigo os *cuttings*. À medida que a rocha vai sendo fragmentada e os *cuttings* gerados removidos continuamente da circulação do fluido, dá-se o avanço do poço.

O peso aplicado sobre a broca é resultante da constituição da própria coluna de perfuração, ao serem colocados os *drill collars* em cima desta. A rotação pode ser transmitida directamente à broca ou através do giro da coluna de perfuração. Na figura 3 pode-se observar o transporte dos *cuttings* para a superfície durante a perfuração rotativa.

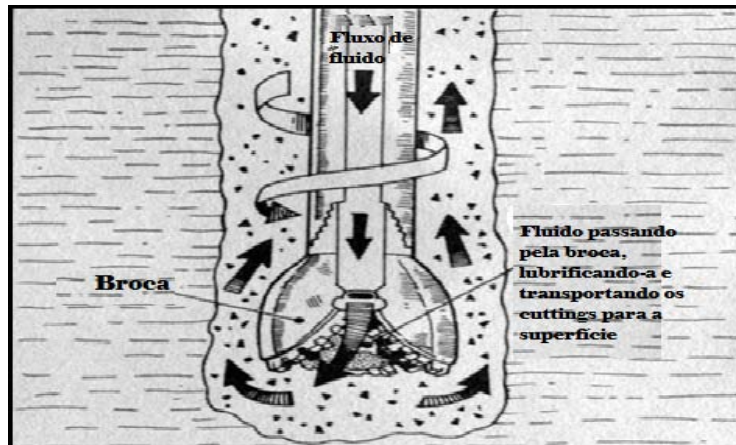


Figura 3 - Transporte dos *cuttings* pelo fluido de perfuração durante a perfuração rotativa. (<http://stochasticgeomechanics.civil.tamu.edu/efd/Definitions.html>).

Ao se atingir determinada profundidade, a coluna de perfuração é retirada do poço e uma coluna de revestimento de aço de diâmetro inferior ao da broca é descida e cimentada no poço. O anular entre a coluna de revestimento e a parede do poço é cimentado, permitindo o avanço da perfuração em segurança. Após a cimentação do revestimento, a coluna de perfuração é novamente descida no poço, tendo em sua extremidade uma broca de diâmetro menor do que a do revestimento. Reinicia-se a perfuração e ao ser atingida determinada profundidade, retira-se novamente a coluna de perfuração, desce-se e cimenta-se outro revestimento. Este processo repete-se até ser atingida a profundidade final de perfuração. Assim, as diversas fases de perfuração de um poço de petróleo pelo método rotativo são caracterizadas pelos diferentes diâmetros das brocas. Na figura 4 pode-se observar o aspecto final de um poço depois de ter sido revestido. Por fim o poço é completado e entregue à produção.

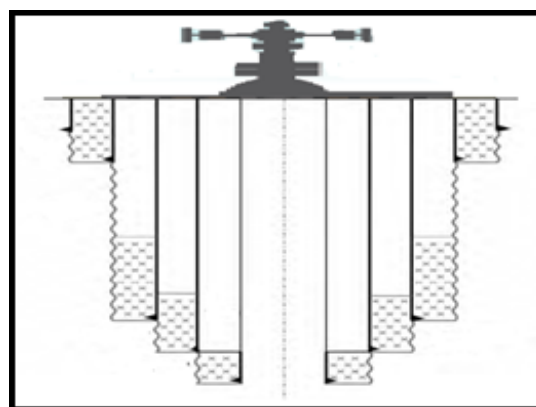


Figura 4 - Aspecto básico de um poço depois de ter sido revestido (Adaptado de *Drilling Handbook*, 2006).

O sistema de fluidos de perfuração é geralmente conhecido como "sistema de lamas", por isso ao longo deste trabalho o termo lama de perfuração será usado com o mesmo significado que fluido de perfuração.

2.1.2.1. Coluna de perfuração

A perfuração rotativa é um processo que exige uma grande quantidade de energia. Parte desta energia é transmitida mecanicamente à broca em forma de rotação e a outra em forma de peso, sendo este o princípio da perfuração (Bourgoyne Jr., Millheim, Chenevert, & Young Jr., 1986).

O peso transmitido à broca resulta em grande parte da constituição da coluna de perfuração e é um dos principais critérios para o seu dimensionamento. Está, a coluna de perfuração, é também responsável por transmitir a rotação a broca e servir de conduta para a circulação do fluido de perfuração pelo poço. É assim constituída pelo conjunto broca e tubos de perfuração.

Os tubos de perfuração têm uma caixa (*tool-joints*), numa das extremidades e um pino rosqueado na outra, que permitem que sejam conectados uns aos outros. Existem basicamente três tipos de tubos de perfuração: os comandos ou *drill collars*, os tubos pesados ou *heavy weight drill pipes* (HW) e os tubos de perfuração ou *drill pipes* (figura 5), sendo que cada um desempenha uma determinada função na coluna de perfuração.



figura 5- A- drill collars, B- heavy weight drill pipes, C- Drill pipes (<http://www.otiservices.in/drill.html>; <http://www.betteroiltools.com/pro.php?id=8>; <http://cnjslxgroup.en.made-in-china.com/>).

Os *drill collars* são os primeiros a serem colocados em cima da broca. São tubos de aço bastante pesados cuja função principal é fornecer carga compressiva em forma de peso sobre a broca, e permitem que os tubos mais leves permaneçam sobre tensão durante a perfuração. Têm paredes mais espessas em relação aos restantes tubos e são fabricados em material também mais resistente.

Os *heavy weight drill pipes*, comumente designados por HW são os tubos colocados acima dos *drill collars*. Possuem conexões semelhantes, mas são mais leves. Os HW têm como principal função formar uma transição de *rigidez* mais amena na coluna de perfuração, entre os *drill collars* e os *drill pipes* e têm como particularidade, o reforço bastante comum, presente no meio da coluna.

Os *drill pipes* são os tubos colocados acima dos HW. Têm como função fornecer à coluna de perfuração o comprimento desejado. São tubos com menos *rigidez* que os demais e possuem também conexões semelhantes.

A coluna de perfuração é um elemento que está sujeito a vários esforços dinâmicos tais como flexão, torção, força normal e força cisalhante, sendo que a sua rigidez estrutural, bem como as forças de reação resultantes da interação entre a coluna e a formação, são responsáveis pela trajetória do poço (Ribeiro, 2000). Para além dos tubos descritos, as colunas de perfuração, dependendo do tipo de perfuração e das necessidades de cada poço, são equipadas com alguns acessórios, como:

- Estabilizadores: são tubos que possuem em seu corpo lâminas de tungstênio soldadas, ou camisas acopladas, para evitar que os *drill collars* inclinem em direção às paredes do poço durante a perfuração;
- Substitutos (subs): são pequenos tubos usados para conexão de brocas e de tubos com diferentes roscas e diâmetros;
- Amortecedores de choque (shock sub): são tubos especiais que minimizam as vibrações e impactos sobre a broca e a coluna;
- Percussores (*reamers*): são utilizados para dar pancadas na coluna de perfuração, quando ocorrem prisões;
- Alargadores (*under reamers*): são ferramentas que permitem aumentar o diâmetro de um poço já perfurado.

2.1.2.2. Brocas de perfuração

A broca de perfuração, combinada com o peso transferido e o movimento rotativo, é a peça responsável pela fragmentação da rocha perfurada. É a ferramenta mais básica usada por um engenheiro de perfuração, e a selecção da melhor opção e das melhores condições de operação são um dos problemas mais básicos que este enfrenta (Bourgoyne Jr., Millheim, Chenevert, & Young Jr., 1986).

Hoje em dia são fabricadas e encontram-se disponíveis uma grande variedade de brocas para diferentes formações e situações encontradas durante a perfuração. De uma forma geral as brocas de perfuração são constituídas pelo corpo, estrutura cortante que pode ser de aço, carbureto de tungstênio, diamante natural ou diamante sintético, e jactos ou canais preferenciais que permitem o escoamento do fluido de perfuração e a limpeza do fundo do poço à medida que este é perfurado. A estrutura cortante é que determina a aplicação da broca, seja para formações mais duras ou mais brandas.

As brocas de perfuração normalmente são classificadas de acordo com o seu design, em função do critério da mobilidade de suas partes em: brocas sem partes móveis (*drag bits*) e brocas com partes móveis (*rolling cutter bits*) (Bourgoyne Jr., Millheim, Chenevert, & Young Jr., 1986).

As brocas sem partes móveis consistem em elementos de corte integrados num só corpo, e giram como uma unidade à medida que a coluna de perfuração gira. O seu mecanismo de perfuração é semelhante ao que se faz quando se lavra a terra com um arado por exemplo, ou seja, ocorre uma

raspagem do fundo do poço acompanhada da ação da força normal devido ao peso sobre a broca. Nesta classe de brocas incluem-se as brocas integrais de lâmina de aço, as brocas de diamantes naturais e brocas de diamantes artificiais, as chamadas brocas PDC (*Polycrystalline Diamond Compact*).

As brocas de lâmina de aço, como sofrem muito desgaste e têm baixa eficiência em formações mais profundas, o seu tempo de vida é curto e por isso quase já não se utilizam. As brocas diamantadas consistem em uma face com diamantes impregnados numa matriz de carboneto de tungstênio. Segundo (Bourgoyne Jr., Millheim, Chenevert, & Young Jr., 1986) apresentam um campo de aplicação mais amplo, particularmente em formações duras/abrasivas, e possuem parâmetros de projeto tais como a forma da coroa, tamanho e densidade/distribuição dos diamantes sobre a coroa, caminho de fluxo de fluido e cascalhos gerados, que praticamente ditam o seu desempenho para determinado tipo de formação. O tamanho e o número de diamantes dependem da dureza da rocha a perfurar.

As brocas PDC surgem como uma Alternativa para a perfuração em formações não abrasivas brandas, semiduras e firmes. A estrutura de corte é formada por pastilhas montadas sobre bases cilíndricas, instaladas no corpo da broca. Possuem uma camada diamantada fina composta por cristais de diamante e cobalto e um suporte de carboneto de tungstênio e cobalto (Bourgoyne Jr., Millheim, Chenevert, & Young Jr., 1986).

As brocas com partes móveis possuem dois ou mais cones integrados com elementos cortantes, e cada cone gira em torno do seu próprio eixo a medida que a broca gira. A broca mais comum nesta classe é formada por uma estrutura de três cones e por isso é comumente denominada de tricône. O tricône é constituído por três peças soldadas e cada uma delas dispõe de uma haste, onde são encaixados os cones. Os cones por sua vez são revestidos de dentes de aço (saliências) ou insertos de carbureto de tungstênio que desempenham o corte. Na figura 6 observam-se exemplos de brocas.

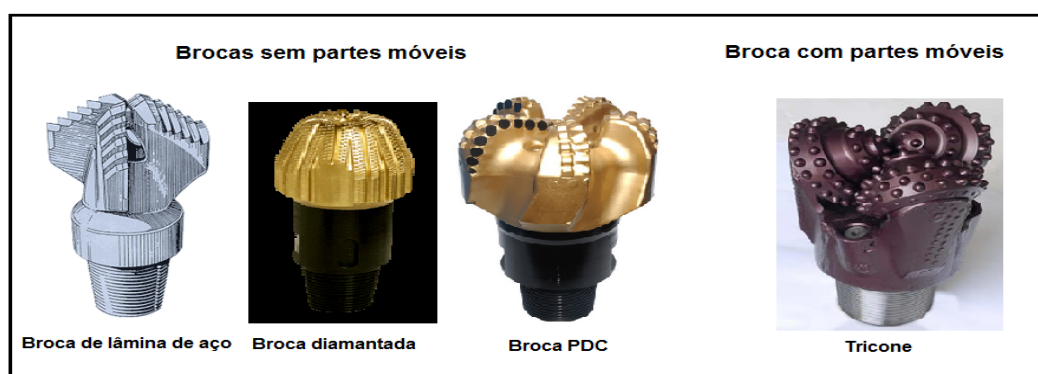


figura 6- Brocas de perfuração (Adaptado de http://www.businessuae.com/products/Industrial_Goods_And_Services__Mining_And_Drilling-2.htm; <http://www.pdcbitcn.com/index-en.html>; <http://www.creightonrock.com/>).

Na perfuração, em algumas situações são usadas brocas para finalidades especiais, como por exemplo, as brocas para testemunho (*coring*) e brocas alargadoras de poço, utilizadas quando se deseja aumentar o diâmetro de uma fase já perfurada (figura 1 anexos A).

3. Sondas de perfuração

Sonda de perfuração ou plataforma de perfuração é a estrutura que permite perfurar poços e garantir acesso aos reservatórios, e em alguns casos é também responsável pelo armazenamento dos equipamentos e alojamento do pessoal. Hoje em dia, como a maior parte dos poços são perfurados pelo método rotativo, as sondas de perfuração rotativas são usadas em quase todos os trabalhos de perfuração. Quanto a localização das operações estas sondas podem ser classificadas em dois tipos: sondas terrestres, destinadas às operações *onshore* e sondas marítimas destinadas às operações *offshore*. Na figura 7 está ilustrado um esquema de classificação das sondas rotativas.

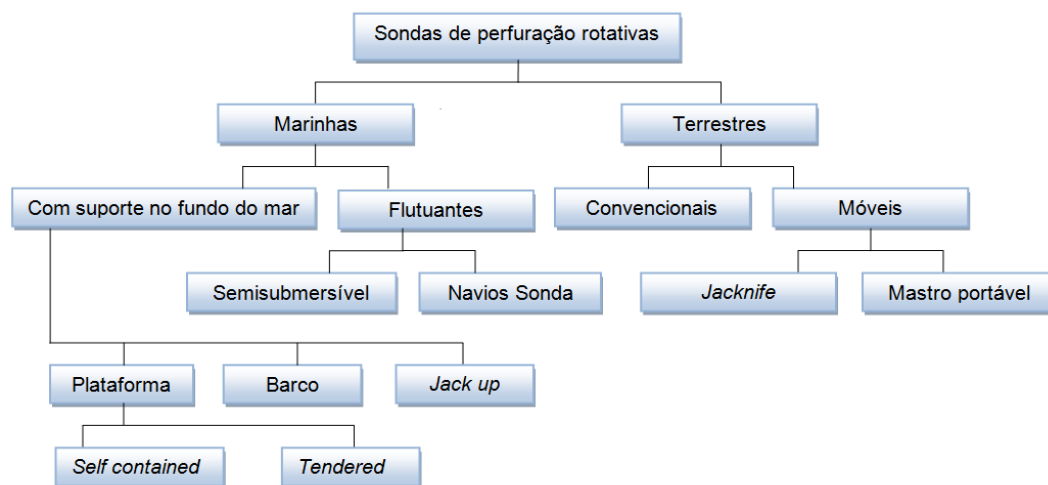


Figura 7- Classificação das sondas de perfuração rotativa (*Applied Drilling engineering*).

3.1. Sondas terrestres

As principais características do design das plataformas terrestres são a portabilidade e a profundidade máxima de operação (Bourgoyne Jr., Millheim, Chenevert, & Young Jr., 1986).

A infraestrutura deste tipo de plataformas é transportada para a locação e montada sobre o solo, posicionada sobre o poço. Uma vez montada e fixada a subestrutura no local, dá-se início ao processo de criação do piso da sonda, que é preparado para receber as outras componentes. Em seguida é instalado sobre o piso o guincho e o seu motor. A secção da torre de perfuração (mastro) é elevada em seguida, com o auxílio do guincho e fixada também sobre a subestrutura. Depois de instalados estes equipamento são montadas e conectadas as restantes estruturas da sonda, geralmente feitas de secções pré-fabricadas.

Nos primeiros anos da perfuração os mastros eram construídos próximos do campo de perfuração e em muitos casos eram deixados em cima do poço, mesmo depois deste ter sido completado. Mas, por causa do alto custo de construção, a maior parte das sondas terrestres modernas são construídas

e montadas de forma a permitir que o mastro e as várias componentes sejam movidas em unidades e facilmente conectadas. A figura 8 ilustra instalações de uma plataforma terrestre.



figura 8- Instalações de uma sonda de perfuração terrestre. (<http://www.apirig.com/product90.html>).

O processo de transporte da sonda para a localização escolhida e a sua preparação para perfurar denomina-se por rigging up.

3.2. Sondas marítimas

Sondas marítimas são unidades de perfuração especialmente equipadas com tecnologia e material destinado à perfuração no mar. A sua utilização varia principalmente em função da portabilidade, profundidade da lâmina de água operacional e do relevo do solo submarino (Lake, 2006; Bourgoyne Jr., Millheim, Chenevert, & Young Jr., 1986).

Devido à acção das ondas, correntes e ventos, as sondas marítimas estão sujeitas a movimentações e por isso possuem sistemas de posicionamento que garantem a sua estabilidade. Uma vez posicionadas, passa-se à fase de preparação dos equipamentos da sonda para se dar início ao poço.

Uma das formas mais fáceis de classificar este tipo de sondas é agrupando-as em: plataformas fixas, ou seja, com suporte no fundo do mar, *jack ups* (porque possuem uma particularidade), e plataformas flutuantes.

As Plataformas fixas são estruturas geralmente ancoradas e apoiadas no fundo do mar por meio de tubos de ferro cravados no solo. Algumas delas são projectadas para receber todos os equipamentos de perfuração, armazenamento de materiais, alojamento de pessoal e o restante das instalações necessárias (*self contained*), enquanto que outras possuem um navio ancorado para alojamento de pessoal e armazenamento de material (*tendered*).

Este tipo de plataformas proporcionam grande estabilidade e a perfuração é semelhante à perfuração realizada em Terra, ou seja, os revestimentos são assentados no fundo do mar e estendidos até à superfície, abaixo da subestrutura, onde é conectado o equipamento de segurança e controlo do poço. Isto permite a utilização de bop (*blow out preventor*) e árvore de natal à superfície, bem como a perfuração e intervenção nos poços a partir da plataforma instalada no convés da sonda. A utilização deste tipo de sonda tem como maior limitação a profundidade da lâmina de água operacional, que é de cerca de 300m.

Devido aos altos custos envolvidos no projecto, construção, e instalação, a sua aplicação restringe-se ao desenvolvimento de campos já conhecidos e permanecem no local da operação por longo tempo. A figura 9 ilustra um exemplo de uma plataforma fixa.



figura 9- Plataforma fixa (Adaptado de http://www.conpetro.com.br/page_66.html).

Quando a profundidade da lâmina de água é inferior a 130 metros podem ser usadas sondas móveis com suporte na base da plataforma. O tipo mais comum deste tipo de sondas é a *jack-up* (Lake, 2006). A *jack-up* (figura 10), é uma unidade móvel que pode ser transportada por reboques ou por propulsão própria. Possui pernas como estruturas de suporte, que uma vez posicionada a sonda, movimentam-se mecânica ou hidráulicamente até atingirem o fundo do mar, elevando o casco da sonda a uma altura segura, fora da acção das ondas do mar. As pernas ficam fixas ao solo.



Figura 10- *Jack up* da companhia Maersk. (<http://www.offshoreenergytoday.com/denmark-maersk-exercises-options-for-energy-endeavour-jack-up-rig/>).

Fazem parte da classe das plataformas flutuantes as plataformas semisubmersíveis e os navios sonda. As plataformas semisubmersíveis (figura 11), são estruturas rectangulares flutuantes, apoiadas por colunas verticais estabilizadoras em flutuadores submersos, que submergem a unidade até uma determinada profundidade. As colunas suportam o convés equipado com os equipamentos da plataforma.

Uma vez que o seu posicionamento tanto pode ser controlado através de sistemas de ancoragem como por posicionamento dinâmico, a perfuração pode ser feita com a plataforma apoiada no fundo do mar ou a flutuar. O sistema de ancoragem é constituído por âncoras, cabos e/ou correntes, que actuam como molas e produzem esforços capazes de restaurar a posição do flutuante. Segundo (Bourgoyne Jr., Millheim, Chenevert, & Young Jr., 1986) este tipo de plataforma pode operar em águas com até cerca de 3000 metros de profundidade ou mais. Como o sistema de posicionamento dinâmico é mais comum em navios sonda, será explicado durante a abordagem destes.



Figura 11- Semisubmersível da *Seadrill* (<http://gcaptain.com/seadrills-west-hercules-work/>).

Os navios sonda, considerados percussores tecnológicos e pioneiros na perfuração offshore ultra-profunda, são barcos especialmente construídos e convertidos para perfuração em águas profundas. Oferecem maior mobilidade e maior velocidade quando comparados com outros modelos de sondas de perfuração e a sua maior vantagem é a capacidade para perfurar em lâminas de água superiores a 3000m de profundidade, (Bourgoyne Jr., Millheim, Chenevert, & Young Jr., 1986). Devido ao alto grau de liberdade dos movimentos da unidade de perfuração durante as operações de perfuração, os revestimentos ficam apoiados no fundo do mar por intermédio de sistemas especiais da cabeça do poço, sendo que o retorno do fluido de perfuração à superfície, assim como as operações de cimentação e completação são feitas através de uma coluna denominada de *riser*, que se estende desde a cabeça do poço no fundo do mar até a plataforma. Na figura 12 pode-se observar um modelo de um navio sonda.



Figura 12- Navio sonda da *Samsung Shipbuilding* (<http://gcaptain.com/kicking-transocean-brazil-cost/>).

O controlo da posição da plataforma é feito por posicionamento dinâmico e não existe ligação física da unidade de perfuração com o fundo do mar, excepto a dos equipamentos de perfuração. Sensores de posição determinam a deriva e propulsores accionados por computadores restauram a posição da plataforma.

3.3. Equipamentos básicos de uma sonda de perfuração

Para melhor se perceber as funções desempenhadas por uma sonda durante o processo de perfuração é imperativo que se conheçam e se perceba o funcionamento dos principais equipamentos envolvidos.

As sondas de perfuração, quer sejam terrestres ou marítimas, possuem os mesmos equipamentos básicos de perfuração. Assim, os equipamentos responsáveis por cada função numa sonda de perfuração rotativa são agrupados em componentes denominadas de "sistemas de uma sonda", sendo que os principais sistemas são: sistema de sustentação de cargas, sistema de movimentação de cargas, sistema rotativo, sistema de circulação de fluidos, sistema de monitorização, sistema de segurança de superfície e o sistema de geração e transmissão de energia. O funcionamento destes sistemas em conjunto é que realiza a perfuração. A figura 13 ilustra os equipamentos básicos de uma sonda de perfuração rotativa.

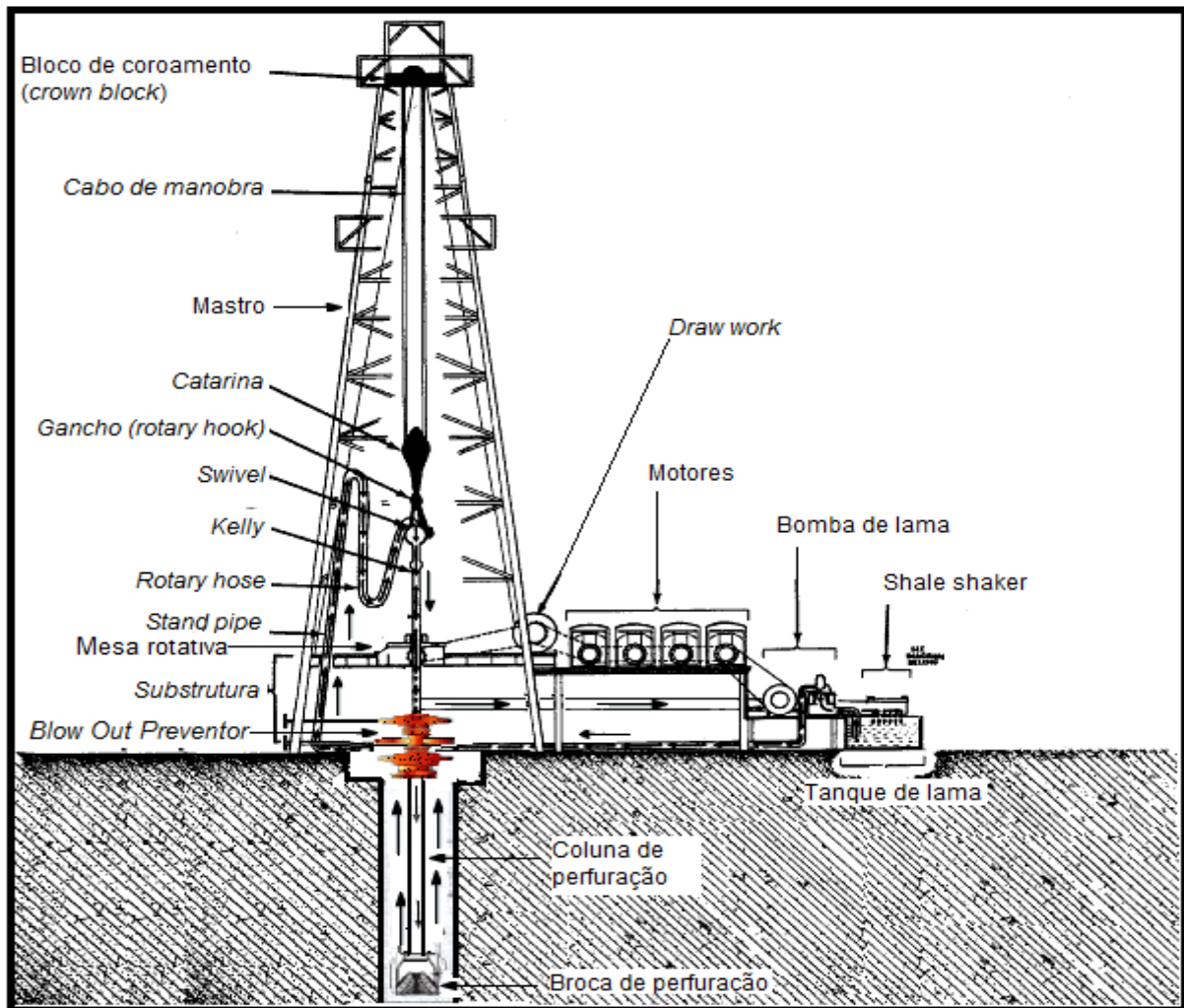


Figura 13- Equipamentos básicos de uma sonda de perfuração rotativa (Adaptado de Carl Gatlin, 2006).

3.3.1. Sistema de sustentação de cargas

Como a coluna de perfuração é composta pela conexão de tubos de peso elevado e à medida que o poço é perfurado vai-se aumentando a quantidade de tubos conectados, o peso suportado quando esta é descida ou retirada do poço é enorme e crescente. O sistema responsável por sustentar e transferir todas as cargas a serem içadas durante a perfuração é o sistema de sustentação de cargas, constituído pelas seguintes componentes principais: mastro, subestrutura e estaleiro.

O mastro é o elemento estrutural que sustenta o peso da carga elevada pela sonda, tais como elementos da coluna de perfuração, revestimentos ou outros materiais. Também tem como função, fornecer altura vertical suficiente para o manuseio dos tubos içados durante as manobras de perfuração. Quanto maior for a altura do mastro, maior a secção de tubos da coluna de perfuração que podem ser manuseados, e assim mais rapidamente introduzidos ou removidos do poço (Bourgoyne Jr., Millheim, Chenevert, & Young Jr., 1986). Este elemento normalmente é elevado

acima do nível do solo com a colocação de uma subestrutura. Na figura 14 observa-se um mastro (parte superior) e a subestrutura (parte inferior branca amarela).

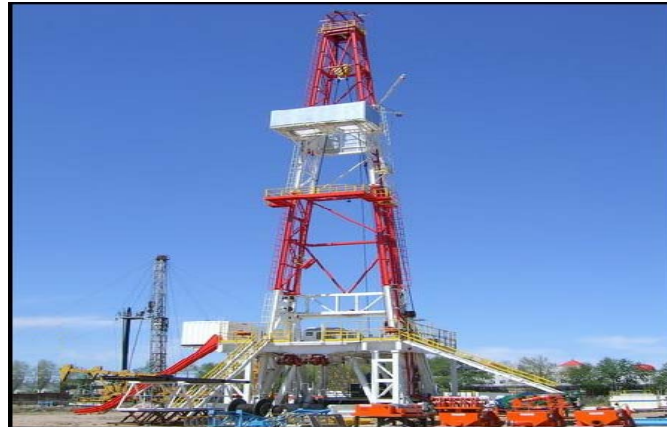


Figura 14- Mastro e subestrutura de uma sonda de perfuração (<http://www.ldpetro.com/ru/Productlist.asp?ID=43>).

A subestrutura é montada sobre a fundação da sonda, de modo a criar um espaço de trabalho. É a estrutura sob a qual é assentado o mastro, e para além de suportar este e a sua carga, suporta também o peso de uma boa parte do equipamento da sonda. É na parte superior da subestrutura onde são conectados os tubos da coluna de perfuração e basicamente é onde são realizados grande parte dos trabalhos. Durante a sua instalação é necessário garantir espaço suficiente por baixo, entre a superfície e a mesa rotativa, para que possa ser instalado o sistema de segurança de superfície do poço. O estaleiro é o espaço da locação destinado ao armazenamento dos tubos a serem utilizados durante a perfuração do poço.

3.3.2. Sistema de movimentação de cargas

Para se dar continuidade à perfuração torna-se necessário retirar ou puxar periodicamente a coluna de perfuração para adição de tubos ou substituição da broca de perfuração. A função do sistema de movimentação de cargas é exactamente fornecer um meio de descer ou elevar tubos de perfuração e de revestimento ou quaisquer outros acessórios de subsuperfície, para dentro ou fora do poço durante a realização de manobras.

Constituem o sistema de movimentação de cargas todos os equipamentos directa ou indirectamente responsáveis pelo transporte de material desde o local de armazenamento até serem descidos no poço, mas os principais são: o cabo de perfuração, o guincho (*drawworks*), o bloco de coroamento, a catarina (*traveling block*) e o gancho.

O cabo de perfuração, é um cabo formado por arames de aço, enrolado no guincho numa extremidade e preso a um carretel que contém cabo novo em outra. É o cabo de perfuração que permite a movimentação dos equipamentos móveis, à medida que é enrolado ou desenrolado. Para a

sua manutenção é necessário que este seja substituído com alguma frequência por causa do desgaste sofrido durante a movimentação de material.

O guincho (figura 15- A), é a peça responsável por enrolar e desenrolar o cabo de perfuração e segundo (Gatlin, 1960), é a peça chave do equipamento de uma sonda rotativa. É constituído por um tambor que armazena o cabo de perfuração necessário para mover a catarina ao longo do mastro e transmite o torque necessário para içar ou descer uma carga no poço. O seu funcionamento é controlado por um sistema de freios que permite regular a velocidade de movimentação da carga, ou seja a velocidade com que o cabo é enrolado ou desenrolado, e um sistema de transmissão que permite mudar a direcção facilmente. Dependendo da carga a sustentar, a potência gerada pelo guincho não é suficiente e por isso este é combinado com um sistema de polias (bloco de coroamento e a catarina) que o auxiliam no processo de movimentação de cargas.

O bloco de coroamento(figura 15-B), é a peça que fica na parte superior do mastro. É formado por um conjunto de polias, dispostas em linha ao longo de um eixo central, por onde passa o cabo de perfuração.



Figura 15- A: Guincho, B: Bloco de coroamento de uma sonda rotativa. (http://www.kehuabest.com/dc_motor_driven_drawworks_24.html, <http://www.sxtfgs.cn/en/ProductView.asp?ID=41>).

A catarina é composta por um conjunto de polias móveis justapostas, que recebem o cabo de perfuração vindo das polias do bloco de coroamento. É a peça que através da movimentação do cabo, movimenta verticalmente para cima ou para baixo no interior do mastro o material a ser descido no poço.

O gancho é a peça que se conecta à extremidade inferior da catarina e faz a ligação das cargas ao sistema de polias. A catarina e o gancho podem ser integrados e considerados como uma só , ou podem ser peças separadas. Na figura 16 pode-se se observar um esquema típico de um sistema de movimentação cargas.

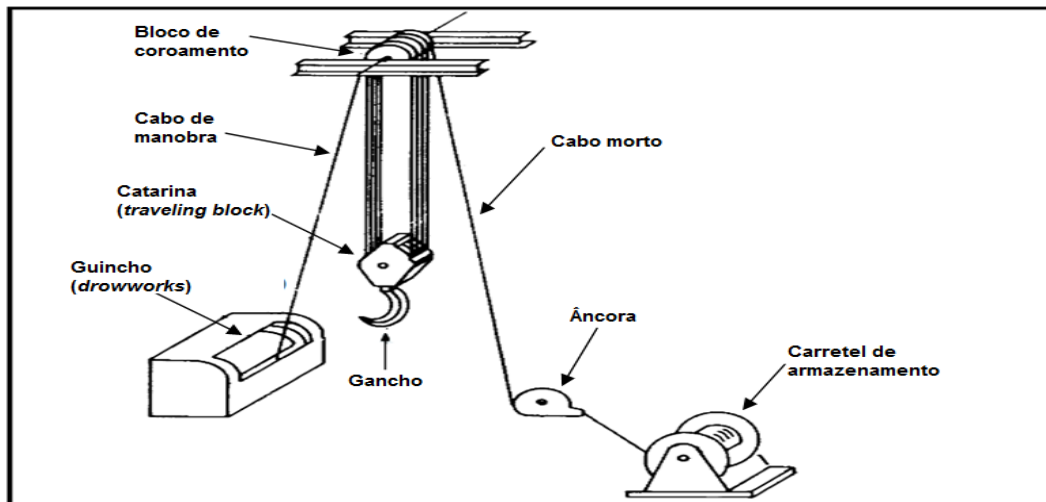


Figura 16- Esquema típico de um sistema de movimentação de cargas (Applied *Drilling Engineering*, 1986).

3.3.3. Sistema de rotação

O sistema de rotação, é o sistema responsável pela geração e transmissão da rotação à broca e/ou coluna de perfuração e inclui todos os equipamentos usados para alcançar essa rotação, sendo que os principais são: o *swivel*, o *kelly*, mesa rotativa ou top drive.

O *swivel* ou cabeça de injeção, é a peça que se encontra ligada à catarina pelo gancho, em sua parte superior, e ao *kelly*, em sua parte inferior. É responsável por fazer a ligação entre os elementos com rotação (do tubo *kelly* para baixo) e os elementos sem rotação (da catarina para cima).

O *kelly* é a primeira seção de tubos da coluna de perfuração, ligado a esta na sua parte inferior, e ao *swivel* na sua parte superior. O *kelly* passa por dentro da mesa rotativa, e é responsável por transmitir a rotação gerada na mesa à coluna de perfuração e desta à broca. Geralmente, para facilitar a transmissão da rotação tem uma seção quadrada ou hexagonal.

A mesa rotativa é o equipamento mecânico responsável pela geração da rotação e por suportar o peso da coluna de perfuração durante as operações de manobra. Geralmente é constituída por um motor, uma embraiagem, uma caixa de velocidades e a mesa propriamente dita. A mesa possui uma abertura equipada com um sistema de cunhas (a bucha do *kelly*) onde se fixa o *kelly*. A bucha do *kelly* encaixa-se na bucha mestre, sendo esta última um dispositivo que se acomoda na mesa rotativa. Assim a bucha mestre transmite a rotação à bucha do *kelly* e este transmite-a ao *kelly*. A abertura da mesa deve ser larga o suficiente para permitir a passagem dos elementos da coluna de perfuração e a sua livre movimentação na descida ou retirada de tubos. Na figura 17 pode-se observar um diagrama esquemático típico de um sistema rotativo.

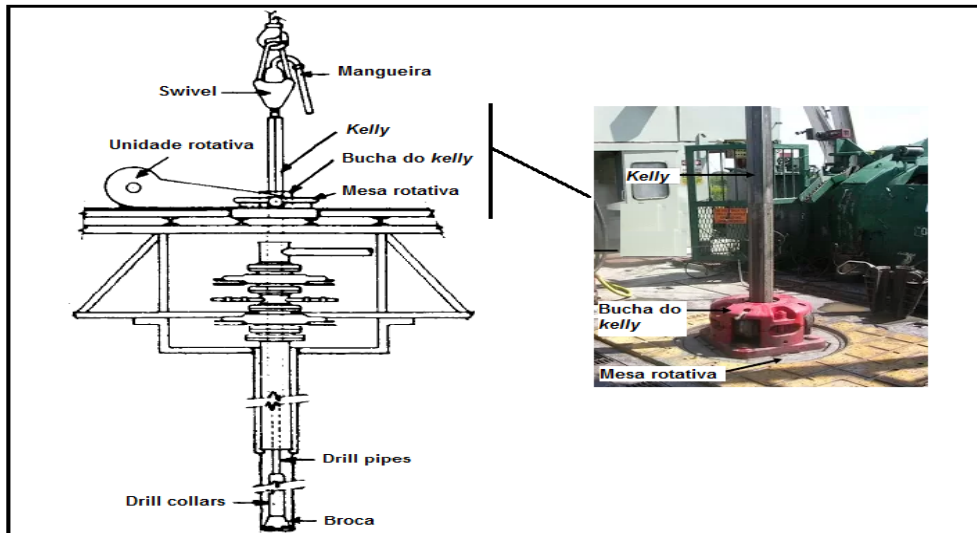


Figura 17- Esquema de um sistema rotativo (Applied *Drilling Engineering*, 1986).

Outra forma de gerar e transferir rotação é a conexão directa da parte superior da coluna de perfuração a um equipamento denominado de top drive, dispensando o uso do tubo *kelly*, da bucha e da mesa rotativa. O top drive é um motor eléctrico posicionado abaixo do *swivel*, que desliza sobre trilhos fixados no mastro, permitindo a movimentação vertical da coluna.

A escolha desta alternativa tem como principais vantagens a possibilidade de se poder adicionar 3 ou 4 tubos à coluna de perfuração de uma vez só, reduzindo o número de conexões necessárias, tornando a perfuração mais rápida. O top drive também permite mover a coluna verticalmente sem que a rotação seja interrompida, fundamental em poços inclinados ou horizontais.

Em algumas situações deseja-se que apenas a broca gire. Nestes casos o torque pode ser directamente transmitido à broca, através de um motor de fundo conectado mesmo em cima desta, ficando a coluna de perfuração submetida apenas ao movimento de subida e descida. O motor de fundo, é um motor hidráulico movido pelo fluxo do fluido de perfuração, ou seja, é um motor que fornece rotação através da passagem do fluido de perfuração pelo seu interior. Na figura 2 anexos A pode-se observar um motor de fundo conectado a uma broca.

3.3.4. Sistema de circulação de fluidos

A principal função do sistema de circulação de fluidos é remover do poço os detritos de rocha formados durante a perfuração. Este sistema, para além de garantir a circulação dos fluidos, é responsável pelo seu tratamento e manutenção. É constituído principalmente pelos seguintes equipamentos: bombas e tanques de lama, stand *pipe*, *swivel* e um subsistema de tratamento do fluido (Bourgoyne Jr., Millheim, Chenevert, & Young Jr., 1986).

O fluido é primeiramente misturado e preparado nos tanques de lama. Dos tanques de lama passa para as bombas de fluido. Por meio de equipamentos de alta pressão na superfície, viaja das bombas

para a tubulação do stand *pipe* e desta para a coluna de perfuração, através de uma entrada no *swivel*, o *goesneck*. Da coluna de perfuração o fluido vai para a broca de perfuração, e através dos orifícios da broca desloca-se pelo espaço anular acima, entre a coluna de perfuração e as paredes do poço até a superfície. No retorno à superfície o fluido é direcionado para o subsistema de tratamento, onde são removidas as partículas sólidas e gases que se incorporam a ele durante a perfuração, e retorna para o tanque de sucção para ser novamente bombeado para o poço.

As bombas de lama são responsáveis por bombear o fluido de perfuração e têm como principal função fazer circular o fluido pelo poço à pressão e volume pretendido (Gatlin, 1960). Uma vez que o bombeio de fluidos ao longo da coluna de perfuração está sujeito a grandes atritos hidráulicos, são necessárias bombas capazes de superar as conseqüentes perdas de carga hidráulica. Por isso, geralmente usam-se mais de duas bombas a funcionar em paralelo. Na figura 3 (anexos A) a pode-se observar uma bomba de lama do tipo triplex.

Os tanques de lama são responsáveis por armazenar o fluido de perfuração a ser bombeado no poço. São também necessários para manter o excesso de fluido à superfície e para substituição de fluido no caso de perda para a formação durante a perfuração. O stand *pipe* é um o tubo disposto na vertical, que leva o fluido de perfuração até ao *swivel*. Na figura 18 pode-se observar um sistema de circulação de fluidos, incluindo o subsistema de tratamento.

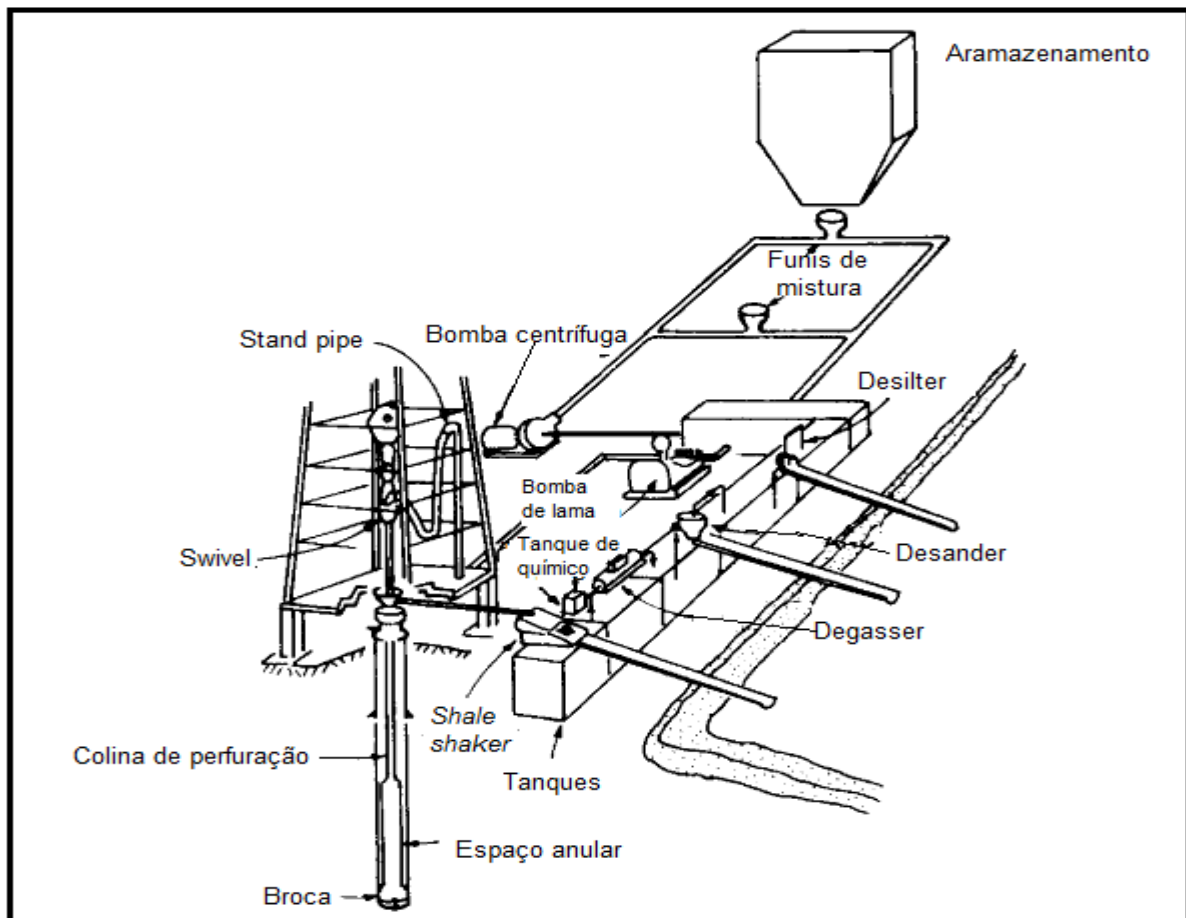


Figura 18- Sistema de circulação de fluidos de uma sonda rotativa (Applied Drilling Engineering, 1986).

O subsistema de tratamento instalado na superfície é composto por uma série de equipamentos, incluindo dispositivos mecânicos tais como *shale shaker* (peneiras vibratórias) e equipamentos de remoção de sedimentos e centrifugadoras. Os detritos de rocha mais grossos e os *cavings* são separados mecanicamente pelo *shale shaker*, que é composto por uma ou mais telas vibratórias sobre as quais a lama passa assim que retorna do poço. Depois de retirados os detritos de maior dimensão o fluido é direccionado para um *desander* e depois para um *desilter*, sendo estes mecanismos constituídos por hidrociclones, destinados à remoção de areias e silte, respectivamente. Por fim o fluido passa por um *degasser*, para remoção do gás e é redireccionado para o tanque de sucção.

3.3.5. Sistema de geração de energia

O sistema de geração de energia, é o sistema que fornece a energia necessária para o funcionamento de boa parte dos equipamentos da sonda. A maior parte da energia fornecida é consumida pelos sistemas de elevação e circulação de fluido. No entanto, como estes sistemas geralmente não funcionam ao mesmo tempo, podem ser alimentados pelo mesmo motor (Bourgoyne Jr., Millheim, Chenevert, & Young Jr., 1986).

Nas sondas, a energia geralmente é fornecida por motores diesel de combustão interna e geralmente são subclassificadas em sondas diesel-eléctricas ou com accionamento directo, dependendo da forma como a energia é transmitida para os vários sistemas. As sondas diesel-electricas são aquelas em que os principais motores da sonda são usados para gerar electricidade, transmitindo-a facilmente aos vários sistemas de perfuração, onde o trabalho é realizado através do uso de motores eléctricos. As sondas de accionamento directo, praticamente já não se usam, realizam a transmissão de energia dos motores de combustão interna através de engrenagens, correias, cintos, e embraiagens. Em alguns casos de sondas terrestres, a energia fornecida é proveniente da rede eléctrica local e em sondas modernas, o sistema de geração de energias é equipado por um equipamento que *corrige* variações na potência requerida para alimentar os sistemas e promove economia de energia.

3.3.6. Sistema de monitorização

A segurança e eficiência das operações de perfuração requerem uma perfeita combinação entre os diversos parâmetros de perfuração e conseqüentemente, uma monitorização constante do poço, afim de se detectarem os problemas rapidamente (Bourgoyne Jr., Millheim, Chenevert, & Young Jr., 1986).

O sistema de monitorização permite assim, fazer um registro constante destes parâmetros e é basicamente formado pelo conjunto de equipamentos que constituem o painel do sondador, onde se observam registradores ou indicadores dos parâmetros de perfuração. Esta monitorização é feita pelo controlo de parâmetros como a profundidade, taxa de penetração, pressão de bombeio, torque na coluna de perfuração, o peso no gancho sobre a broca, velocidade de rotação, densidade, salinidade

e temperatura da lama, quantidade de gás contido, nível do poço e taxa de fluxo da lama. Em alguns casos são usados sistemas de monitorização superficiais e dados de telemetria, especialmente úteis na monitorização de direcção em poços não verticais. Na figura 4 dos anexos A pode-se observar um painel de sondador.

3.3.7. Sistema de segurança do poço

O sistema de segurança do poço é o sistema que previne o fluxo descontrolado de fluidos do poço para a superfície, durante a perfuração. É constituído principalmente pela cabeça do poço e por um dispositivo especial denominado de blowout preventer (BOP), figura 19.



Figura 19- Cabeça do poço, B- BOP. (<http://ajiacomix.wordpress.com/2012/05/21/drilling-off-cuba-and-how-the-embargo-could-be-very-costly-for-the-us/>).

A cabeça do poço é o conjunto de equipamentos localizados na parte superior do poço e a sua composição varia de acordo com as fases de perfuração. É constituída principalmente pelas cabeças de revestimento e de produção, responsáveis pela ancoragem e vedação das respectivas colunas à superfície.

O BOP é um equipamento que se conecta directamente à cabeça do poço e possui mecanismos que permitem encerrar o poço caso ocorram *kicks* ou um blow out. Estes mecanismos são as gavetas e o preventor anular, colocados acima da cabeça do poço. As gavetas tanto podem se fechar ao redor do *drill pipe* e encerrar apenas o espaço anular (gavetas de tubo ou *pipe rams*), como podem ser do tipo que encerra o poço completamente (gavetas cegas ou *blind rams* e gavetas cisalhantes ou *blind shear rams*), enquanto que o preventor anular apenas provê o encerramento do espaço anular, figura 20.

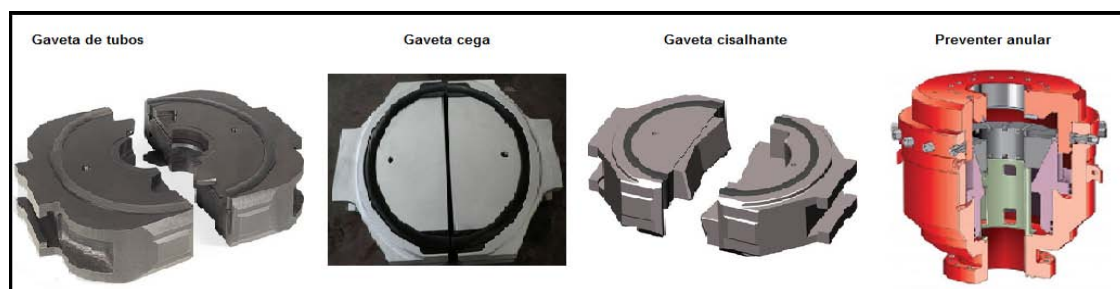


Figura 20- Mecanismos do BOP (<http://www.eurosul.com/index.php?pag=menu&idmenu=86&womusa-worldwide-oilfield-machine-inc>).

O fluxo de fluido da formação no poço na presença do fluido de perfuração é designado por *kick*. *Blow out* é o fluxo descontrolado de fluidos da formação para à superfície, pode causar perdas de vida, do equipamento de perfuração, do poço, da maior parte do recurso contido no reservatório e danos ao meio ambiente. É considerado como o maior desastre que pode ocorrer durante a perfuração de um poço, (Bourgoyne Jr., Millheim, Chenevert, & Young Jr., 1986).

4. Operações de perfuração

Quando se perfura um poço está-se a alterar o estado natural das formações e conseqüentemente o estado de tensões instaladas, criando um distúrbio num lugar onde existiam apenas forças naturais. Perceber os distúrbios causados, ou seja, saber quais as propriedades e necessidades dessas formações depois de perfuradas, é o primeiro passo para o correcto dimensionamento das operações de perfuração de um poço de petróleo. De uma forma geral todas os elementos e ferramentas usadas no poço são escolhidas com base nas características das formações, pressões e temperaturas do poço. Notar que em poços muito profundos estas propriedades são mais extremas e tornam as operações mais complexas devido a erosão e altas temperaturas.

4.1. Fluidos de perfuração

Numa operação de perfuração correctamente executada, a densidade dos fluidos de perfuração pode ser uma boa indicação das limitações do poço. Os fluidos de perfuração são de vital importância na perfuração de poços de petróleo e pode mesmo dizer-se que o sucesso em perfurar um poço depende significativamente da performance do fluido que é bombeado. Ao longo deste subcapítulo perceber-se-á o porquê.

Fluidos de perfuração são misturas complexas de sólidos, líquidos e gases, e em função das necessidades do poço são geralmente constituídas por uma fase dispersante e outra dispersa. Segundo a API (Instituto Americano de Petróleo, 1991), o termo fluido de perfuração pode ser definido como um fluido circulante usado para tornar viável a atividade de perfuração.

Os fluidos de perfuração são a única componente do processo de construção de um poço que permanece em contacto com este ao longo de toda operação de perfuração. A sua eficiência é imensa porque, além das suas funções principais eles ainda devem apresentar características especiais que garantam uma perfuração segura e rápida (Gatlin, 1960).

Assim, os fluidos devem ser projectados e formulados para uma performance eficiente sob a evolução das condições do poço e a sua tecnologia envolve tanto ciências como geologia, química, física, bem como habilidades de aplicação de engenharia.

4.1.1. Principais funções dos fluidos de perfuração

Um sistema de fluidos de perfuração devidamente concebido e projectado executa várias funções essenciais durante o processo de perfuração de um poço, tais como (Drilling Fluid processing Handbook, Gulf Professional Publishing, 2005; Gatlin, 1960):

- Remover e transportar os *cuttings* do poço até à superfície, bem como garantir a suspensão dos mesmos durante a interrupção da circulação

- Suportar e estabilizar as paredes do poço;
- Revestir as paredes do poço com um reboco impermeável que actue como um selo sobre as formações permeáveis;
- Arrefecer e lubrificar a broca e a coluna de perfuração;
- Impedir ou minimizar os danos às formações de produção;
- Permitir a obtenção de máxima informação possível sobre as formações atravessadas.

4.1.1.1. Remoção e transporte dos *cuttings*

A remoção e o transporte dos *cuttings* é uma das funções básicas dos fluidos de perfuração e uma das mais importantes. Esta função consiste na limpeza do fundo do poço através na remoção eficaz dos detritos recém perfurados pela broca e no seu transporte pelo espaço anular entre a coluna de perfuração e as paredes do poço, até à superfície.

A rapidez com que os *cuttings* são removidos de baixo da broca tem um efeito considerável na taxa de penetração e conseqüentemente na eficiência da perfuração. A habilidade do fluido de perfuração para alcançar este objectivo depende até certo ponto da velocidade anular, que é a velocidade à qual o fluido é bombeado para cima no espaço anular e é determinada dividindo a taxa de bombeamento pelo volume do espaço anular. A figura 21 mostra a velocidade ideal no espaço anular, (Gatlin, 1960).

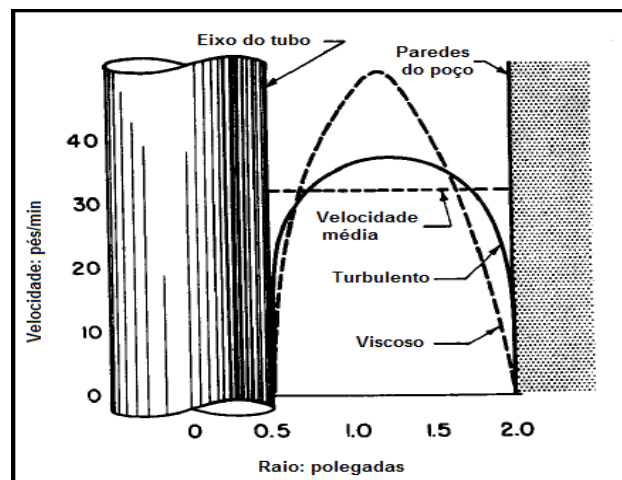


Figura 21- velocidade do fluido de perfuração no espaço anular (Gatlin, 1960).

Tal como em todos os problemas de fluxo de fluido, são aplicadas diferentes equações consoante o tipo de regime seja: laminar (viscoso) ou turbulento. Em regime laminar ou viscoso, há uma maior variação da velocidade no espaço anular, do que em regime turbulento. Em regime laminar um *cutting* que alcance o centro (ponto de máxima velocidade) vai alcançar a superfície rapidamente enquanto que aqueles que se encontram próximo as paredes movem-se para cima mais lentamente. Além disso, as partículas achatadas podem apresentar uma área mínima de direcção do fluxo da

lama, e tendem a cair e subir alternadamente, como se pode observar na figura 21, o que faz com que a velocidade a que as partículas saem do poço diminua consideravelmente.

A tendência para subverter é causada pela desigual velocidade do fluido nas bordas das partículas, sendo que a maior parte dos *cuttings* removidos pela broca são achatados, com exceção dos grãos de areia, que são mais ou menos esféricos (Gatlin, 1960).

Em regime turbulento o perfil da velocidade é muito mais uniforme e por isso as partículas não caem, como também se mostra na figura 22. Nestas condições as partículas mantêm a sua área normal para o fluxo de lama e sobem de forma uniforme, sendo esta a melhor opção.

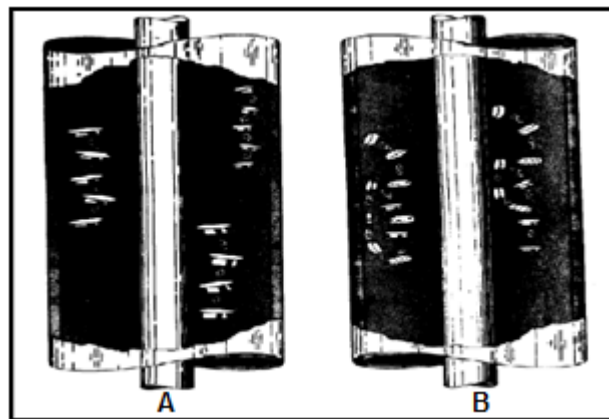


Figura 22- Comportamento dos *cuttings* A- em regimes turbulento e B- em regime laminar, (Gatlin, 1960).

Por outro lado, para que os *cuttings* sejam removidos eficientemente, a velocidade anular deve ser maior que a velocidade de deslizamento dos *cuttings*, sendo esta, a taxa a que um *cutting* se deposita através de um fluido em movimento, e depende do tamanho, forma e densidade do *cutting* e das propriedades de fluxo do fluido. Para um poço vertical a velocidade de transporte dos *cuttings*, é assim calculada subtraindo a velocidade de deslizamento das partículas à velocidade do espaço anular.

Na prática não é dada uma atenção especial ao cálculo da velocidade de deslizamento dos detritos. Geralmente uma velocidade de lama de 80 a 150 pés/min no espaço anular é suficiente para limpar o poço sob as várias condições. Os valores mais altos devem ser aplicados em áreas onde a perfuração é mais rápida e os mais baixos devem aplicar-se nas zonas onde a perfuração é lenta.

4.1.1.2. Suspensão de *cuttings*

Sempre que as bombas são desligadas, os sólidos que se encontram no fluido de perfuração tendem a cair com a força de gravidade e a aderir a coluna de perfuração, ao topo da broca ou do BHA³

³ Conjunto de equipamentos da extremidade inferior da coluna de perfuração.

(Bottom Hole Assembly), podendo causar consequências como o encravamento da coluna de perfuração e o resgate muitas vezes resulta em despesas elevadas.

Para que tal não aconteça, o fluido deve ter a capacidade de formar uma estrutura de gel reversível, de modo a que os *cuttings* e os restantes materiais sólidos permaneçam suspensos sob condições de cisalhamento zero. Esta capacidade do fluido de perfuração de manter os *cuttings* suspensos durante os períodos em que não há circulação é primeiramente dependente da sua força gel, que é uma exposição de tixotropia, ou seja, é a capacidade do mesmo de engrossar com o tempo de inatividade. A estrutura do gel é causada por forças de atracção que se desenvolvem no fluido e se tornam cada vez mais fortes quanto maior for o tempo de inatividade (Gatlin, 1960; Lake, 2006).

Por exemplo, uma lama que se comportasse como um agregado gelatinoso teria excelentes propriedades de suspensão, contudo as suas propriedades hidráulicas dificilmente seriam adequadas e além disso a estrutura de gel deve ser facilmente quebrada, isto é, a tixotropia da lama de perfuração deve ser facilmente reversível e transformar-se em líquido uma vez iniciado o fluxo do fluido, de modo a que a circulação possa ser facilmente restabelecida. Assim, a formação de estruturas de gel muito fortes num fluido pode conduzir a uma excessiva pressão de bombeio para iniciar o fluxo, resultando numa densidade geral equivalente elevada (acumulação excessiva de pressão), na secção anular do poço, que pode causar problemas como fracturas, perdas de circulação e encravamento da coluna por pressão diferencial, entre outros.

Portanto, a resistência do gel deve ser controlada para valores óptimos de suspensão de sólidos e deve ser baixa o suficiente para manter os níveis aceitáveis em condições de fluxo inicial.

4.1.1.3. Controlo das pressões subterrâneas encontradas

Uma vantagem importante do método rotativo de perfuração é o controlo que este fornece sobre as pressões subterrâneas encontradas. Este controlo de pressão é com certeza devido à pressão hidrostática exercida pelo fluido de perfuração, que pode ser expresso pela seguinte fórmula, (Gatlin, 1960):

$$p_m = \frac{\rho_m}{8,33} \times 0,433 D = 0,052\rho_m D, (1)$$

Onde:

p_m = é a pressão hidrostática exercida pela coluna do fluido de perfuração a profundidade D, em psi;

ρ_m = densidade da lama, libra/galão;

D = profundidade, pés.

Assim, num poço, a coluna do fluido de perfuração deve exercer uma pressão hidrostática que sob condições normais de perfuração equilibre ou exerça uma pressão relativamente superior à pressão

natural da formação, para controlar o influxo de gás ou de outros fluidos presentes na formação, e impedir problemas como perdas de circulação, instabilidade do poço e conseqüente encravamento da coluna de perfuração.

Se o diferencial de pressão entre a coluna do fluido e a formação for demasiado elevado, ou seja, se a pressão hidrostática for muito maior do que a pressão dos poros da formação, pode-se induzir a uma perda de circulação em zonas de alta permeabilidade, que pode causar encravamento da coluna de perfuração por diferencial de pressão e a formação pode até mesmo atingir o ponto de ruptura e fracturar-se.

Ao dar-se uma perda de fluido nas fracturas resultantes, a pressão exercida pela coluna de fluido de perfuração no poço pode tornar-se insuficiente, e os fluidos da formação tendem a fluir para o poço. Nesta situação as paredes do poço tendem a entrar em colapso, resultando numa instabilidade do poço que pode causar a ocorrência de *kicks*. Se esta condição acontece de uma forma descontrolada e o líquido atinge a superfície, um blow-out resulta, sendo este uma fuga descontrolada de fluido de perfuração, gás, óleo, ou água do poço, causada pelo facto de a pressão da formação ser maior do que a pressão hidrostática do fluido no poço (Lake, 2006). (B).

A densidade da lama é então a propriedade primária que controla a função de controlo de pressão. Manter uma densidade de fluido apropriada para o regime de pressão do poço é essencial para a segurança e estabilidade do poço.

É importante que o fluido produza rapidamente um reboco ou barreira relativamente impermeável sobre as paredes do poço, para reduzir a perda de filtrado para a formação e conseqüentemente prevenir problemas de instabilidade no poço. A espessura do reboco formado deve ser fina, para evitar a redução do diâmetro efectivo do poço e reduzir a possibilidade de aderência diferencial. O reboco é formado pelos sólidos do fluido de perfuração que formam uma ponte sobre os poros da rocha (figura 5 dos anexos A).

4.1.1.4. Arrefecer e lubrificar a broca e a coluna de perfuração

Durante a maior parte do tempo das operações reais de perfuração rotativa, a broca e a coluna de perfuração rodam a velocidades relativamente elevadas, gerando uma quantidade considerável de calor, causada exactamente pelas forças de fricção desta rotação. Uma vez que este calor não pode ser totalmente dissipado para as formações, deve ser conduzido para fora do poço.

O calor gerado por fricção na broca e em outros pontos de contacto entre a coluna de perfuração e as paredes do poço, é absorvido pelo fluido de perfuração e dissipado quando este chega à superfície ou seja, à medida que o fluido circula arrefece a coluna de perfuração e a broca, reduzindo a fricção entre o material e a formação.

A capacidade do fluido de perfuração para absorver o calor depende do seu calor específico e do volume de circulação. Requisitos normais de circulação, como os enunciados pelas outras funções,

são adequados para esta finalidade e por isso, normalmente não é dada atenção especial à mesma, com excepção de situações raras onde as pressões são elevadas e a temperatura dos fluidos excede os gradientes geotérmicos previamente estimados, tornando-se necessário melhorar o arrefecimento superficial, (Gatlin, 1960).

Para evitar a má lubrificação da broca e da coluna de perfuração, que podem causar torque excessivo e reduzir o tempo de vida útil da broca, os fluidos de perfuração também fornecem um nível de lubricidade para auxiliar o movimento do drill *pipe* e do BHA (bottom hole assembly).

4.1.1.5. Minimizar danos a formação e preservar a estabilidade do poço

As operações de perfuração expõem as formações aos fluidos de perfuração e a qualquer sólido ou fluido contido nesses fluidos. A invasão de alguns fluidos e ou sólidos finos na formação é inevitável, no entanto esta invasão e o seu potencial para causar danos à formação podem ser minimizados cuidadosamente com um fluido devidamente projectado.

Os danos na formação podem ser sob a forma de inchaço de argilas e *washouts*, que podem ocorrer em formações de sal ou argilosas ou em qualquer formação não consolidada. Podem ter como consequências má limpeza do poço, encravamento da coluna de perfuração, custos excessivos de fluido de perfuração, difícil controlo direcional (poços horizontais), e mau isolamento zonal (cimentação).

A opção mais efectiva para de minimizar estes problemas é projectar fluidos que neutralizem estas reacções e que sejam quimicamente compatíveis com a formação. Por exemplo, ao perfurar uma secção de sal, a fase aquosa do fluido de perfuração deve ser saturada com sal para prevenir a ocorrência de *washouts*. Outro exemplo são algumas formações argilosas sensíveis, que quando expostas à água são submetidas a mudanças significativas nas propriedades mecânicas. Nestes casos, para proteger essas formações pode ser usado um fluido à base de óleo ou um inibidor num fluido à base aquosa.

4.1.1.6. Assegurar a obtenção de máxima informação possível

Como os fluidos de perfuração estão em constante contacto com o poço, revelam informações substanciais sobre as formações que são perfuradas e são usados como um canal para a recolha de dados. Por isso, os fluidos também devem ser projectados de forma a facilitar a obtenção de informação, ou seja, devem ser quimicamente estáveis e permitir uma fácil separação do material que transportam.

A recolha de dados do poço pode ser feita através de *mud logging* e através da utilização de ferramentas MWD/LWD (*Measurement while drilling /Logging while drilling*).

Mud logging é o processo de análise de fluidos e *cuttings* que retornam à superfície, que permite detectar a presença de hidrocarbonetos e aferir sobre a porosidade e permeabilidade das rochas. É importante realçar que como os *cuttings* são indicadores primários das características da formação, devem constituir amostras representativas da profundidade a que foram *originados*.

MWD/LWD são um conjunto de ferramentas de análise de formação e geosteering que utilizam o sistema de "mud pulses". São montadas no BHA da coluna de perfuração e permitem o levantamento de dados em tempo real. Uma vez que estas ferramentas são montadas no BHA, o levantamento e transmissão de dados são feitos geralmente durante a perfuração. A recolha de dados também pode ser feita através de perfilagens a cabo, realizadas quando a coluna de perfuração está fora do poço.

4.1.1.7. Funções auxiliares dos fluidos de perfuração

Para além das funções principais descritas, os fluidos de perfuração também possuem outras funções (Thomas, 2001), tais como:

- Transmitir potência hidráulica à broca;
- Suportar parte do peso da coluna de perfuração
- Maximizar as taxas de penetração, já que esta, para além das propriedades mecânicas também é influenciada pela velocidade de remoção dos detritos de perfuração e redução do diferencial hidrostático.
- Minimizar a corrosão da coluna de perfuração, revestimento e equipamento de superfície.

Os fluidos de perfuração têm uma fluvariabilidade natural que auxilia no suporte de parte do peso da coluna de perfuração. O grau de fluvariabilidade é proporcional à densidade do fluido, assim, um aumento na densidade do fluido provoca um aumento no factor de fluvariabilidade e reduz a carga sobre o equipamento de sustentação na superfície. Contudo a densidade do fluido de perfuração nunca é Alterada com o objectivo de aumentar a fluvariabilidade. A importância desta função particular torna-se mais relevante com o aumento da profundidade.

4.1.2. Tipos de fluidos de perfuração

A classificação de um fluido de perfuração é feita em função da sua composição (Thomas, 2001). Segundo a classificação anual de sistemas de fluidos *World Oil*, o principal critério baseia-se no contribuinte principal da fase contínua ou dispersante. Neste critério, os fluidos são classificados de acordo com a sua fase contínua em fluidos à base de água (doce ou salgada), fluidos à base de óleo, fluidos à base de ar e fluidos de base sintética. A natureza das fases dispersante e dispersa, bem como os componentes básicos e as suas quantidades definem não apenas o tipo de fluido, mas também as suas características e propriedades.

Tanto a água como o óleo só por si são fluidos que apresentam resultados satisfatórios em alguns casos de perfuração, mas as funções que estes devem geralmente executar durante a perfuração requerem propriedades que não podem ser obtidas a partir de líquidos simples, (Gatlin, 1960). Consequentemente o típico fluido de perfuração consiste de:

- 1) Uma fase dispersante ou contínua (fase aquosa ou orgânica), cuja função principal é fornecer o meio de dispersão para os materiais coloidais;
- 2) Uma fase dispersa, (formadora de gel, tais como sólidos coloidais e/ou líquidos emulsionados que proporcionem viscosidade, tixotropia e reboco desejados), cuja complexidade depende da natureza dos produtos dispersos, requisitos e funções necessárias;
- 3) Outros sólidos inertes dispersantes tais como materiais de aumento de peso, areia e *cuttings*;
- 4) vários produtos químicos necessários para controlar as propriedades dentro dos limites desejados.

Na tabela 1, observam-se alguns dos aditivos adicionados aos fluidos de perfuração e as suas respectivas funções..

Tabela 1- Aditivos adicionados aos fluidos de perfuração.

Aditivos	Características
Soda cáustica, potassa cáustica e cal hidratada	Alcalinizantes e controladores de pH
Lignosulfonatos, taninos, lignitos e fosfatos	Dispersantes, inibidores físicos
Amido	Redutores de filtrado
Soda caustica, cal e cloreto de sódio	Floculantes
Polímeros de uso geral	Viscosificantes, desfloculantes ou redutores de filtrado
Surfactantes de cálcio, magnésio, cloreto de potássio e sódio	Emulsificantes da água e redutores de tensão
Baritina (Sulfato de Bário) e Hematita	Adensante- pode controlar a densidade do fluido

A química dos fluidos de perfuração é bastante complexa e infelizmente é incompletamente compreendida (Gatlin, 1960). Em contrapartida a maior parte dos fluidos de perfuração são colóides e/ou emulsões e são as componentes formadoras de gel que recebem maior atenção.

4.1.2.1. Fluidos à base de água

A definição de um fluido à base de água considera principalmente a natureza da água (sendo esta a fase contínua) e os aditivos empregues no seu preparo. São os fluidos de perfuração mais comumente usados.

Para a selecção do tipo de água a usar pesam factores como: disponibilidade, custo de transporte e de tratamento, tipo de formações geológicas a serem perfuradas, aditivos e equipamentos e técnicas usadas na avaliação das formações. A água doce como praticamente não afecta o desempenho dos aditivos empregues no preparo dos fluidos, não precisa de pré-tratamento químico. No caso de se usar um fluido à base de água salgada, esta pode ser natural como a água do mar, ou pode ser

obtida pela adição de sais como NaCl, KCl ou CaCl₂. Na figura 23 pode-se observar a composição típica de um fluido a base de água.

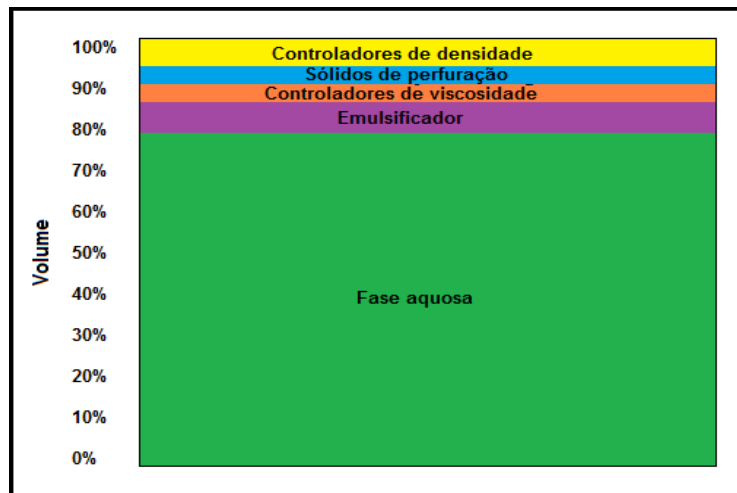


Figura 23- Composição típica de um fluido à base de água.

Na perfuração de camadas rochosas superficiais, como é o caso do topo dos poço, podem-se usar fluidos não-inibidos, uma vez que são rochas praticamente inertes ao contacto com a água, não sendo por isso necessário demasiado tratamento químico. Os fluidos inibidos (fluidos tratados para reduzir a actividade das argilas) são utilizados na perfuração de rochas de elevado grau de actividade na presença de água doce (Bourgoyne Jr., Millheim, Chenevert, & Young Jr., 1986).

Os fluidos à base de água têm como vantagens menores impactos ambientais, baixo custo, incluindo o descarte, estabilidade térmica, biodegradabilidade e facilidade no bombeio, tratamento e detecção de *kicks*.

4.1.2.2. Fluidos à base de óleo

Os fluidos à base de óleo são emulsões invertidas de água, ou soluções salinas em óleo, estabilizadas através do uso de emulsificantes e caracterizados por uma fase contínua oleosa, geralmente composta de hidrocarbonetos líquidos. Pequenas gotículas de água ou de solução aquosa constituem a fase descontínua desses fluidos. Alguns sólidos coloidais, de natureza inorgânica e/ou orgânica, podem compor a fase dispersa (Gatlin, 1960; Bourgoyne Jr., Millheim, Chenevert, & Young Jr., 1986). Na figura 24 pode-se observar a composição típica de um fluido à base de óleo.



Figura 24- Composição típica de um fluido à base de óleo.

Estes fluidos são formulados com diesel, óleo mineral, ou parafinas lineares de baixa toxicidade (refinadas a partir do petróleo bruto). Devido ao alto custo inicial e maior grau de poluição, os fluidos à base de óleo são empregues com menor frequência do que os fluidos à base de água. Têm como vantagem a mínima contaminação de zonas potencialmente produtivas e foram desenvolvidos para fins especiais, tais como:

- Perfuração de formações que hidratam e colapsam quando em contato com a água, como é o caso de algumas argilas, arenitos e xistos;
- Perfuração de formações com baixa pressão de poros ou de fractura;
- Perfuração de poços HPHT (alta pressão e alta temperatura), quando outros tipos de sistemas de lamas são ineficientes, oferecendo assim uma boa estabilidade de temperaturas;
- Em outras situações, tais como prevenção de corrosão e trabalho de reparação na produção de poços.

Outras desvantagens deste tipo de fluidos são: dificuldades na detecção de gás no poço devido a sua solubilidade na fase contínua, e dificuldade no combate à perda de circulação. É ainda importante salientar que a descarga de *cuttings* e resíduos de fluidos à base de óleo não é permitida na maior parte das áreas de perfuração offshore e por isso devem ser processados e enviados para a costa para eliminação.

4.1.2.3. Fluidos à base de gás

Perfuração a ar ou gás é um termo genérico aplicado quando o ar ou o gás são usados como fluido circulante na perfuração rotativa. A perfuração com ar utiliza apenas ar comprimido ou nitrogênio, tendo aplicação limitada a formações que não produzem elevadas quantidades de água, nem contenham hidrocarbonetos, e que sejam duras, estáveis ou fissuradas.

Os fluidos à base de gás formam uma névoa ("*mist*") com baixos níveis de água, ou espuma com níveis mais elevados de água e adição de surfactantes ou espumantes. A perfuração com névoa é

empregue quando são encontradas formações que produzem água em quantidade suficiente para comprometer a perfuração com ar ou em zonas onde ocorrem perdas de circulação severas.

A espuma é uma dispersão de gás em estado líquido, constituída por um filme delgado de uma fase líquida, estabilizada através de um tensoativo específico, um espumante, (Gatlin, 1960). O emprego da espuma como fluido circulante é justificado quando se necessita de uma eficiência elevada de transporte dos *cuttings*, uma vez que este apresenta alta viscosidade.

4.1.2.4. Fluidos à base de sintéticos

Os requisitos ambientais têm sido a principal força motriz no desenvolvimento de sistemas de fluidos de perfuração durante os últimos 10 anos e prevê-se que dominem as tendências futuras. Por isso, a procura e utilização de fluidos à base de sintéticos cresceu rapidamente, devido a necessidade crescente de reduzir o impacto ambiental das operações de perfuração offshore, sem sacrificar a relação custo-eficácia dos sistemas de fluidos à base de óleo.

Os fluidos à base de sintéticos são semelhantes aos fluidos a base de óleo, com excepção de que a fase contínua é constituída por um fluido biodegradável de baixa toxicidade. Segundo (Gatlin, 1960) Proporcionam um desempenho de perfuração excepcional, facilmente igualado ao dos fluidos à base de óleo e têm provado ser económicos em várias aplicações porque:

- Ajudam a maximizar a taxa de penetração e têm menos tempo improdutivo de lama;
- Aumentam a lubricidade em poços direccionais e horizontais;
- Minimizam os problemas de estabilidade, tais como os problemas causados pelos xistos reactivos;
- Possuem alto desempenho da força gel (quebram com a mínima pressão inicial);
- Possuem densidades de circulação equivalente significativamente mais baixas (ECDS);
- Reduzem a perda de fluido durante a perfuração, colocação do revestimento e cimentação.

Infelizmente, tendem a ser a opção mais cara, sendo apenas utilizados em situações especiais.

4.2. Operações de cimentação

Durante a perfuração, o poço passa por um processo de revestimento, em que se vão introduzindo e cimentando *casings*⁴ com diâmetros decrescentes, a vários intervalos de profundidade. O dimensionamento do revestimento do poço depende de vários factores, nomeadamente o tipo de formação, a profundidade do poço, temperatura e pressões da formação, entre outros. A cimentação é a principal operação envolvida no processo de revestimento de um poço e é sobre os seus aspectos operacionais que se reservam os próximos parágrafos.

⁴ *Casing* é o nome em inglês para tubos de revestimento.

A cimentação inicial de um poço não é propriamente igual à cimentação feita, por exemplo, para correcção de problemas de estabilidade ou para abandono do poço, uma vez que as condições de bombeio do cimento no espaço anular não são iguais. Em função disto, a indústria do petróleo classifica a cimentação em dois tipos: a cimentação primária e a cimentação complementar, secundária ou correctiva.

A cimentação primária deve garantir o isolamento hidráulico do poço para manter a sua integridade e é realizada com os seguintes objectivos:

- Impedir o fluxo de fluidos da formação para o poço, ou seja, isolar o poço das formações;
- Promover separação das formações por detrás do *casing*, impedindo ou restringindo a intercomunicação de fluidos entre elas;
- Formar rapidamente uma camada que impeça a perda de circulação;
- Selar e fornecer suporte adicional à coluna de *casing* e as paredes do poço, prevenindo o colapso da formação ao longo do processo de perfuração;
- Proteger o *casing* e retardar a corrosão, minimizando o contacto entre este e águas corrosivas da formação;
- Impedir a contaminação de zonas de água doce.

Na cimentação primária, cada coluna de *casing* é cimentada com uma pasta de cimento que é bombeada pelo interior da coluna e deslocada para o espaço anular entre o *casing* e as paredes do poço. A quantidade de pasta de cimento usada é predeterminada para um volume específico do espaço anular, que é preenchido até à altura desejada e deixa-se o cimento fazer presa por algumas horas, antes de recomeçarem as operações de perfuração ou quaisquer outras operações.

A pasta de cimento usada na cimentação é especificamente concebida com os mais variados aditivos, cuja função é otimizar determinadas propriedades, em função das condições de bombeio e das características da formação perfurada.

A existência de um efectivo isolamento hidráulico é de fundamental importância técnica e económica, garantindo um perfeito controlo da *origem e/ou destino* dos fluidos produzidos ou injectados. A não observância deste requisito pode gerar diversos problemas como a produção de fluidos indesejáveis, testes de avaliação das formações incorrectos, prejuízo no controlo dos reservatório e operações de estimulação mal sucedidas, com possibilidade inclusive de perda do poço, (Garcia, 1997).

4.2.1. Parâmetros que influenciam a cimentação

Para uma cimentação bem sucedida é necessário que se faça uma boa análise dos parâmetros que a influenciam. Consoante esta análise devem-se definir as necessidades do poço, e formular técnicas que sejam capazes de atendê-las, (Economides, Watters, & Dunn-Norman, 1997). Para além das pressões instaladas nas paredes do poço e das características das formações, há a considerar os seguintes parâmetros:

- Profundidade

A profundidade de um poço influencia directamente a quantidade de fluidos do poço, a pressão de fricção, pressões hidrostáticas, a temperatura e conseqüentemente a concepção da pasta de cimento. Pode também determinar os diversos tipos e diâmetros de *casing* a utilizar.

- Geometria do poço

A geometria do poço é um parâmetro importante, uma vez que a forma do poço influencia a folga entre o poço e o *casing*. As dimensões do poço e do *casing* é que vão determinar o volume anular e a quantidade de cimento necessário. É importante notar que espaços anulares muito reduzidos restringem as características do fluxo e normalmente tornam o deslocamento dos fluidos mais difícil. A geometria do poço também influencia o cálculo da quantidade de centralizadores que devem ser usados na coluna de *casing*.

- Temperatura

Existem basicamente três tipos diferentes de temperatura a considerar: a temperatura de circulação no fundo do poço (BHCT), a temperatura estática no fundo do poço (BHST) e o diferencial de temperatura, ou seja, a diferença de temperatura entre o topo e a base.

A BHCT é a temperatura à qual o cimento será exposto à medida que circula, desde o topo até à parte inferior do *casing* e controla o tempo que leva até o cimento ganhar presa (thickening time), a reologia, perda de fluido e estabilidade do cimento.

A BHST considera uma condição onde não há circulação de fluidos a arrefecerem o poço. Afecta o desenvolvimento da resistência à compressão do cimento curado e a sua integridade durante o tempo de vida útil do poço. O diferencial de temperatura torna-se um factor significativo quando o cimento é colocado ao longo de grandes intervalos, onde existem significativas diferenças de temperatura entre o topo e a base da localização do cimento. Por causa desta diferença normalmente são concebidas duas pastas diferentes de cimento, para melhor se adaptarem às condições.

Durante os vários estágios de planeamento do trabalho de cimentação, são conhecidas informações acerca da pressão dos poros da formação, tensão de rotura e características da rocha, geralmente determinadas durante a perfuração.

4.2.2. Cimentação primária

A cimentação primária é o trabalho de cimentação das colunas de revestimento, levado a cabo logo após a descida destas colunas no poço. É a principal operação para a estruturação do poço.

Quando a equipa de perfuração atinge a profundidade em que a coluna de *casing* deve ser descida, ajustada e cimentada, faz-se circular o fluido de perfuração para limpar o poço. A seguir, a equipa

retira a coluna de perfuração para fora do poço, numa operação que se denomina por tripping. O próximo passo é correr o *casing* no poço.

Na parte inferior do *casing* instalam-se o *guide shoe* (sapata flutuantes) e o *float collar* (colar flutuante). O *guide shoe* guia a primeira junta do *casing* ao interior do poço, prevenindo a ocorrência de choques com as paredes do poço e possui uma válvula de retenção que impede o retorno da pasta de cimento para dentro do revestimento, uma vez que esta seja bombeada. O *float collar* permite a equipa fazer flutuar o *casing* no poço para diminuir a carga sobre o sistema de elevação e também possui uma válvula com um mecanismo de retenção, usada para o mesmo efeito que a válvula do *guide shoe*. O uso das válvulas de retenção do *guide shoe* e do *float collar* em simultâneo não é obrigatório e é feito apenas por segurança, caso a primeira válvula não funcione.

Observam-se também na coluna de revestimento centralizadores e *scratchers*. Os centralizadores como o próprio nome sugere, mantêm o *casing* centralizado em relação às paredes do poço, para garantir um bom trabalho de cimentação. Os *scratchers*, embora estejam a entrar em desuso (porque podem danificar o poço), removem o reboco criado pelo fluido de perfuração nas paredes do poço, para garantir uma boa aderência do cimento.

Uma unidade de bombeamento de cimento, permite mover a pasta de cimento pelo *casing*, através de uma cabeça de cimentação, também designada de *plug retainer*. A cabeça de cimentação é acoplada na parte superior do poço, sobre a junta superior do *casing* e é suspensa num elevador da sonda.

Esta cabeça de cimentação tem uma conexão na sua parte lateral que permite a entrada da pasta de cimento a partir da bomba, e válvulas que permitem à equipa controlar o momento em que a pasta deve entrar. Também possui entradas que permitem à equipa bombear fluido de perfuração, água ou fluido de deslocamento, sendo o fluido de deslocamento o fluido que auxilia no deslocamento do cimento para o espaço anular.

A cabeça de cimentação também detém *wiper plugs* (tampões de borracha), com barbatanas de limpeza. Possui um *wiper plug* de fundo (*bottom plug*), alojado na sua parte inferior e outro *wiper plug* de topo (*top plug*), usados para impedir o contacto da pasta de cimento com restos de lama ou outro fluido, para evitar contaminação. Mecanismos da cabeça conhecidos como *wiper plugs retainers* mantêm os *plugs* na cabeça até a equipa soltá-los para permitir que sejam lançados pelo *casing*. Geralmente os *wiper plugs*, são identificados por cores diferentes para evitar confusões. Assim o *bottom plug* é normalmente vermelho ou cor de laranja, e o *top plug* geralmente é preto com interior maciço. Na figura 25 ilustram-se todos estes equipamentos descritos e a forma como são dispostos durante uma cimentação primária.

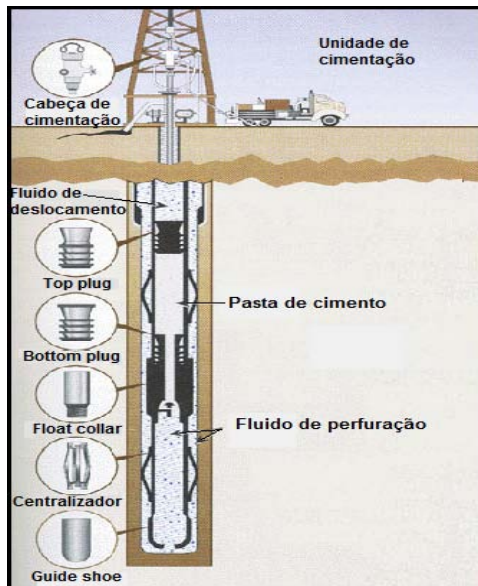


Figura 25- Principais equipamentos utilizados na cimentação primária. (<http://mpgpetroleum.com/fundamentals.html>).

Uma vez instalados os equipamentos, a equipa prepara a unidade de preparação do cimento, onde rapidamente se misturam num alimentador (hooper), água, cimento seco e aditivos especiais, para se obter uma pasta líquida. Esta mistura é feita por um jato misturador de alta velocidade.

Preparada a pasta, a equipa de cimentação lança o *bottom plug* para o interior do *casing*. Logo a seguir é bombeada a pasta de cimento, e o *bottom plug* separa o fluido de perfuração da pasta. Como a pasta de cimento é bombeada a alta pressão, empurra o *bottom plug* para baixo, até que este assente sobre o *float collar*. O *bottom plug* possui uma membrana oca no seu centro, e quando assenta sobre o *float collar* a membrana rompe-se, devido à pressão contínua da bomba na pasta de cimento, permitindo que o cimento passe através dele e pelo *guide shoe* e vá para o espaço anular. O cimento continua a entrar, e quando todo ele é bombeado, a equipa solta o *top plug* e este é lançado e empurrado para baixo do revestimento por um fluido de deslocamento que é bombeado logo a seguir, permitindo que o restante cimento seja também empurrado para o espaço anular. O *top plug* limpa o cimento restante no interior do *casing* e separa o cimento do fluido de deslocamento. O *top plug* é empurrado até assentar no *float collar*, sobre o topo do *bottom plug*. Como o seu interior é maciço, impede a passagem de fluidos, dando-se um aumento rápido na pressão da bomba, assinalando assim ao operador que o trabalho está completo e para a desligar. Como a pressão no espaço anular é maior que a pressão no interior do revestimento, o cimento tende a retornar para o interior do *casing* e é aí que a válvula do *guide shoe* actua, ao manter o cimento no espaço anular, evitando o seu retorno. Na figura 26 podem-se observar os passos de uma cimentação primária.

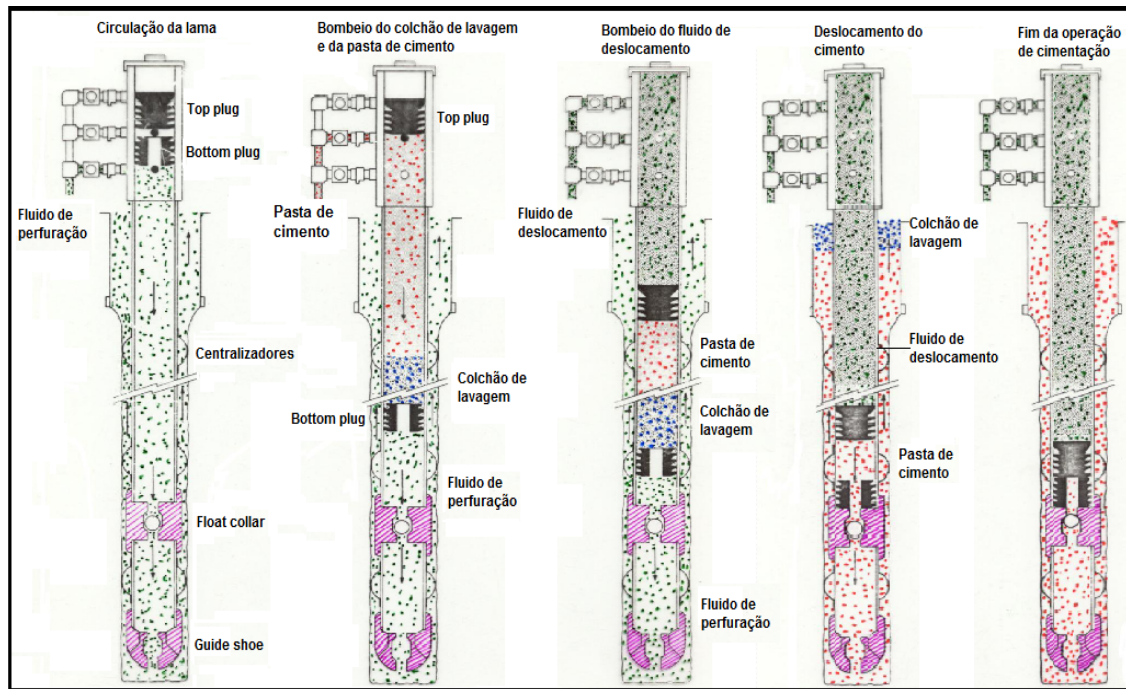


Figura 26- Sequência operacional de cimentação primária. (<http://petrofed.winwinhosting.net/upload/30May-01June11/10.pdf>).

A maior parte dos trabalhos de cimentação primária são realizados do modo que acima se descreveu, contudo podem ser usadas em situações especiais, técnicas modificadas (Lake, 2006). Dependendo das condições do poço e do tipo de cimento usado, geralmente a pasta de cimento ganha presa dentro de 12 à 24 horas. Para se dar continuidade a perfuração, volta-se a introduzir BHA no poço, e o cimento e equipamentos que ficaram no poço são perfurados pela broca. No final de cada operação de cimentação, são feitos testes de pressão no poço, para avaliar a qualidade do trabalho feito.

Deve ser claro que se a densidade da pasta de cimento for muito diferente da densidade do fluido de deslocamento, ocorre um desequilíbrio considerável de pressão entre a coluna de fluido no *casing* e o espaço anular.

Deficiências na cimentação primária podem levar a gastos de correção elevadíssimos. Os principais problemas residem no mau isolamento, causados ou pelo cálculo incorrecto das propriedades do cimento ou por condições do poço não previstas, que conseqüentemente podem levar a uma aderência deficiente do cimento nas interfaces cimento/paredes do poço e cimento/revestimento, não permitindo que este efectue as suas funções de forma eficiente.

4.2.3. Cimentação secundária ou complementar

A cimentação secundária é uma operação de emergência, que se destina a corrigir erros ou deficiências resultantes de uma operação de cimentação primária mal sucedida. A decisão quanto à necessidade ou não de correção da cimentação primária é uma tarefa de grande responsabilidade, que embora exija tanta tecnologia, engenharia e experiência operacional quanto a cimentação primária, muitas vezes é realizada quando as condições do poço são desconhecidas ou mesmo

quando nem se tem o controlo do poço, e quando o tempo perdido na *rig* e custos crescentes forçam decisões económicas de elevado risco, (Lake, 2006), principalmente no caso de poços no offshore, em que o custo diário de uma sonda é bastante elevado.

Antes de se optar por uma cimentação secundária é necessário que se analisem: 1) as dimensões do problema resultante da cimentação primária; 2) se este problema pode ser reparado através de uma cimentação secundária; 3) factores de risco envolvidos na cimentação secundária, e 4) a viabilidade económica, (Lake, 2006; Economides, Watters, & Dunn-Norman, 1997).

4.2.3.1. Compressão de cimento ou *squeeze*

A compressão de cimento ou *squeeze* é um processo de desidratação do cimento, que consiste na injeção forçada de pequenos volumes de pasta (através do revestimento) sob alta pressão, para dentro da área onde existe o problema.

Depois de seleccionada a área onde se pretende realizar o *squeeze*, esta é isolada e aplica-se uma pressão de bombeio a partir da superfície, que eficientemente vai forçando a pasta de cimento para dentro dos espaços vazios. Na superfície, o registro de uma carta de pressão permite o acompanhamento da operação. A taxa de bombeio é lenta o suficiente para permitir a desidratação e este efeito é indicado pelo aumento da pressão da bomba durante a injeção, até ser alcançada a pressão de *squeeze* ou pressão final, que é quando toda a formação em contato com a pasta estiver impermeabilizada, obtendo-se uma filtração nula para o nível de pressão aplicado.

Normalmente são usadas ferramentas (*packers* e *bridge plugs*), que funcionam como retentores. Estas ferramentas isolam o intervalo onde se pretende realizar o *squeeze*, para permitir colocar o cimento tão próximo quanto possível do intervalo. Isto permite reduzir o volume de cimento necessário para o *squeeze*, e evitar o desperdício.

Com excepção dos casos de vazamentos onde já existem furos no revestimento, é necessário que se perfure o mesmo, na área do *squeeze*, para permitir o bombeio da pasta. Na figura 27 pode-se ver o poço depois da realização do *squeeze*.

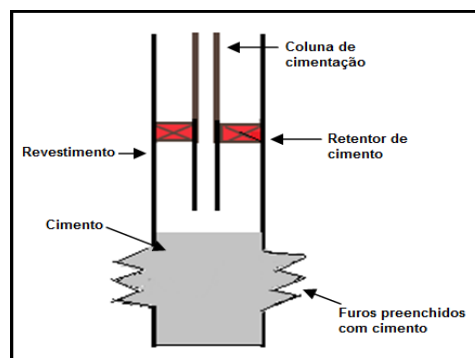


Figura 27- Poço após o *squeeze*.

Existem vários tipos de *squeeze*, cujas aplicações variam principalmente em função das circunstâncias, e da forma como a pasta é forçada para dentro dos espaços vazios. No entanto estas variações técnicas não serão abordadas neste trabalho.

4.2.3.2. Tampões de cimento

Esta técnica consiste no bombeamento de determinado volume de pasta de cimento no interior do revestimento, com o objectivo de isolar determinadas zonas. Os tampões de cimento devem formar isolamento hidráulico e mecânico, impedindo o fluxo de fluido entre as formações, entre as formações e a superfície e ainda impedir a comunicação com outras partes do poço. São empregues em casos específicos tais como (Economides, Watters, & Dunn-Norman, 1997):

- Abandono do poço

Quando se decide que a produção de um poço não é economicamente viável, ou quando o poço possui algum problema grave de instabilidade que não pode ser reparado, colocando em causa a segurança das instalações e das equipas de trabalho, o poço é tamponado e abandonado permanentemente por meio de tampões de cimento, especialmente concebidos para este efeito.

Noutras situações, em que por exemplo, não se tem certeza sobre a viabilidade económica da exploração do poço, ou quando este apresenta comportamentos não previstos, colocam-se tampões de cimento temporários, que podem ser perfurados posteriormente por meio de operações de perfuração, uma vez que se tenha estudado melhor as condições do poço e se decida retomar a produção.

- Perda de circulação

A perda de circulação durante a perfuração pode ser minimizada através da colocação de um tampão de cimento no interior do poço, ao longo do intervalo de perda, isolando-o. Posteriormente perfura-se o tampão, e a operação de perfuração prossegue normalmente. Fracturas induzidas pela perfuração ou fracturas naturais e alta permeabilidade de algumas formações são as principais causas de perdas de circulação.

- Controlo do poço

Quando o poço atinge um estado crítico, em que não existe margem de segurança entre a pressão dos poros e a pressão de fractura da formação (Lake, 2006), colocando em causa a segurança das operações, a perfuração deve ser interrompida, e se não existir outra opção, o poço deve ser abandonado. Nestes casos, o abandono do poço também pode ser realizado através da colocação de um tampão de cimento no seu interior. Em algumas situações a coluna de perfuração é intencionalmente abandonada no poço, uma vez que não é possível puxá-la para fora sem o risco de indução de um fluxo descontrolado para a superfície ou um fluxo cruzado, a partir de uma zona de

alta pressão para uma zona de baixa pressão. Assim sendo, o cimento é bombeado pelo interior da coluna de perfuração, cimentando todo o espaço anular entre a coluna de perfuração e as paredes do poço.

- Estabilidade do poço

Durante a perfuração de um poço podem ocorrer *washouts* ou formação de secções elípticas, que induzem a formação de cavidades nas paredes do poço. Estas cavidades, para além de Alterarem o diâmetro do poço criam instabilidades. Nestes casos, colocar um tampão de cimento balanceado à base de polímeros, resinas ou mesmo combinações desses materiais ao longo dessas formações pode ser benéfico. O tampão é usado para consolidar a formação, Alterando as tensões nas paredes do poço e conseqüentemente a integridade da formação. Este é posteriormente perfurado, deixando uma bainha de cimento no local onde haviam cavidades, como se pode observar (figura 6 dos anexos A), para reduzir ou evitar o alargamento do poço, e para que este volte ao diâmetro *original* e a forma circular, melhorando as velocidades anulares.

- Testes de formação

Tampões de cimento são ocasionalmente colocados no poço, logo abaixo de uma zona a ser testada, que esteja consideravelmente distante do fundo do poço, onde outros meios de isolar o intervalo não são possíveis ou práticos.

- Desvio de direcção da perfuração

Em algumas situações, durante a perfuração, quer por motivos geológicos ou por motivos operacionais, pode surgir a necessidade de se mudar a direcção do poço. Este redireccionamento pode ser realizado através da colocação de um tampão no interior do poço, abaixo da profundidade onde se pretende realizar a mudança de percurso.

Apesar do cimento ser o material mais comumente usado como tampão, barite, areia, e polímeros também podem servir como agentes de tamponamento.

4.2.3.3. Top fill

A operação top fill não é mais do que a correcção da cimentação primária, quando o cimento não alcança a altura desejada no anular ou ocorre canalização de pasta excessiva para o interior da formação rochosa. Nestes casos pode-se efectuar o reenchimento do espaço anular a partir da superfície, fazendo-se circular pasta de cimento por trás do revestimento.

4.2.3.4. Recimentação

A recimentação é uma técnica normalmente indicada para os casos de correcção de cimentação em que se pode obter sucesso na circulação da pasta, já que ao contrário do *squeeze*, o cimento não é comprimido, mas sim circulado por detrás do revestimento, de maneira análoga à cimentação primária, (Garcia, 1997).

Uma vez selecionado o intervalo alvo, realizam-se furos no revestimento, na parte superior e inferior do intervalo, para permitir a comunicação pelo espaço anular e tornar possível a circulação da pasta. Por meio de cabos assenta-se no poço um retentor de cimento (entre os furos), que possui um mecanismo de expansão e fixação de cunhas, e um elemento de vedação. A sua constituição é semelhante à de um tampão mecânico e possui uma válvula para evitar o retorno da pasta de cimento na coluna após circulação e após o desencaixe do *stinger*.

O *stinger* é uma peça colocada na extremidade da coluna de operação, e encaixado no retentor, permitindo a abertura e encerramento da comunicação com os furos inferiores. Estabelecida a circulação por detrás do revestimento, realiza-se uma limpeza do espaço anular entre os furos, através da circulação a alta vazão de colchões lavadores, para se eliminarem possíveis contaminantes. Depois do deslocamento da pasta, o *stinger* é desencaixado, e a comunicação com os furos inferiores é interrompida. Para limpeza do excesso de pasta proveniente dos furos superiores, realiza-se uma circulação inversa, (Garcia, 1997).

Muitas vezes para a completa vedação, realiza-se a compressão de mais cimento no furos superiores. O retentor é deixado no poço, e para se dar continuidade às operações, é posteriormente perfurado. Na figura 6 dos anexos está ilustrada a técnica de recimentação.

4.2.4. Aditivos

O cimento usado no revestimento de um poço é o mesmo cimento usado em construção civil, porém para atender todas as necessidades do poço, as suas propriedades são modificadas. Isto é conseguido através da mistura do cimento com compostos químicos geralmente designados por aditivos, que eficientemente permitem Alterar as propriedades da pasta de cimento consoante as necessidades. Existe uma vasta gama de aditivos de cimento, que de acordo com as suas finalidades podem classificar-se em, (Thomas, 2001; Lake, 2006):

- Aceleradores de pega: reduzem o tempo de hidratação normal do cimento, acelerando o tempo de presa;
- Retardadores de pega: são usados para o efeito contrário dos aceleradores;
- Estendedores: são utilizados para reduzir o peso das pastas de cimento;
- Agentes de peso/ponderadores: aumentam a densidade da pasta para o controlo de poços com pressões elevadas;

- Dispersantes: também conhecidos como redutores de fricção, são usados para melhorar propriedades reológicas relacionadas ao fluxo da pasta de cimento;
- Controladores de filtrado: controlam a perda de água da pasta para a formação, para manter um volume consistente de fluidos na pasta.
- Controladores de perda de circulação: são usados para diminuir a perda de pasta para as formações.
- Plastificantes e superplastificantes: reduzem a quantidade de água necessária para se misturar com o cimento sem alterar a sua viscosidade. Actuam de forma semelhante aos dispersantes com o adicional de reduzir o filtrado.
- Agentes anto-regressão de resistência: evitam e/ou reduzem o fenómeno da regressão de resistência, que ocorre nos cimentos quando expostos a temperaturas entre 230 e 248 °F.
- Agentes tixotrópicos: são adicionados às pastas para aumentar as características de tixotropia;

Para além destes aditivos existem outros aditivos que não se enquadram nas classes acima. Alguns até são usados com frequência e outros são usados em casos especiais. Este é caso dos seguintes aditivos:

- Antiespumantes: são aditivos usados apenas quando a pasta possui tendência para formação de bolhas durante o processo de mistura, eliminando-as;
- Espumantes: são usados em pastas que precisam de ter massas específicas muito baixas;
- Traçadores radioactivos: são marcadores, detectados por dispositivos de registo, que permitem o mapeamento da pasta ao longo do poço,.
- Descontaminantes: são elementos químicos usados para prevenir alterações na pasta, quando esta é contaminada no contacto com outros fluidos,

4.3. Operações de carotagem ou "coring"

Durante a perfuração, apesar dos *cuttings* gerados serem posteriormente analisados e servirem como amostras das formações atravessadas, o seu tamanho reduzido não permite fornecer mais do que informações qualitativas. Assim sendo, as operações de carotagem destinam-se à obtenção de testemunhos representativos das formações e segundo a API, (API, Recommended Practices for Core Analysis, 1998), o seu principal objectivo é a obtenção de informações para a avaliação do potencial produtivo, conduzindo a uma maior eficiência das operações de produção. As amostras obtidas, para além de permitirem análises qualitativas, permitem também análises quantitativas. São amostras com maiores volumes, maior continuidade e conseqüentemente maior representatividade da área que se está a explorar. As informações obtidas auxiliam no conhecimento geológico (informação litológica, mapas geológicos, orientação de fracturação), na engenharia de reservatórios, petrofísica, perfuração e completação.

Na indústria petrolífera existem basicamente dois métodos de carotagem: carotagem durante a perfuração (*bottom coring*), e carotagem depois da perfuração (*sidewall coring*). A selecção de um determinado método irá depender da formação, localização, e objectivos traçados no programa de carotagem, (API, Recommended Practices for Core Analysis, 1998).

Todas as fases da engenharia de petróleo, sejam elas relativas a operações de prospecção, perfuração ou produção, são dependentes ou relacionadas de certa forma ao conhecimento das propriedades das formações rochosas e aos factores que as afectam. Assim, O desenvolvimento das operações e técnicas de carotagem e análise das amostras obtidas, desempenhou e desempenha um papel importante na evolução da engenharia de petróleo e contribuiu grandemente para o estado de desenvolvimento actual em que esta se encontra, (Gatlin, 1960).

4.3.1 Carotagem durante a perfuração (*bottom coring*)

Neste método, o procedimento é semelhante à perfuração normal, mas no lugar de uma broca comum, adapta-se uma coroa ou broca de carotagem, que à medida que se perfura deixa passar um tampão cilíndrico da formação no seu interior, (figura 7 anexos A). Este tampão (carote) vai sendo alojado no interior de uma barra amostradora acoplada à coluna, onde é capturado e subsequentemente transportado até à superfície.

A barra amostradora consiste basicamente de um amostrador, sendo este um equipamento tubular de aço, constituído por um tubo interior suspenso por um *swivel* assembly, dentro de um tubo exterior conectado à coluna de perfuração na sua parte superior e à coroa ou broca de carotagem na sua parte inferior. O tubo interior possui na sua extremidade inferior um mecanismo de retenção de amostra, o core catcher, onde se aloja a amostra. Na figura 28 pode-se observar um amostrador típico de uma coroa diamantada, constituído por um tubo exterior que actua como um drill collar, e um tubo interior livre de rotação que abriga a amostra.

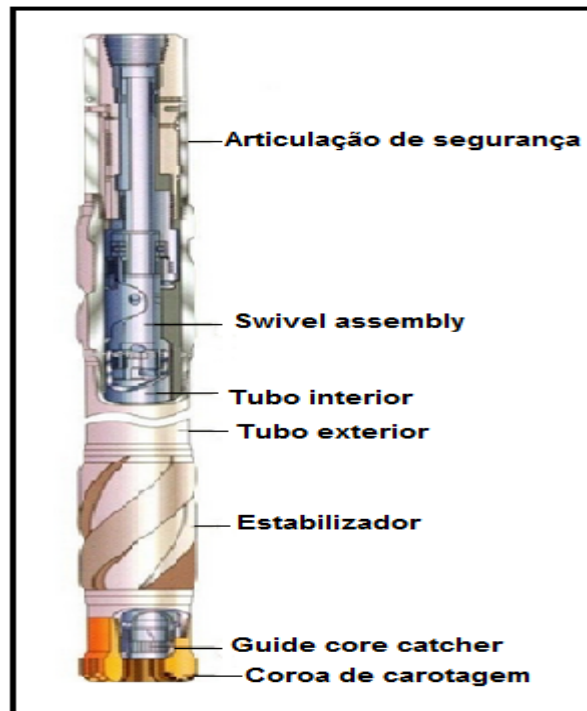


Figura 28- Barra amostradora. (Fonte: http://shree.en.alibaba.com/product/362717296-210779661/Conventional_Coring_Tool.html).

À medida que se roda a coroa e a coluna de perfuração, o tubo exterior também roda. O fluido de perfuração é bombeado pela coluna de perfuração através do *swivel* assembly, passa pelo espaço anular entre o tubo interior e o tubo exterior do amostrador, e através de canais existentes na extremidade da coroa retorna à superfície pelo espaço anular entre as paredes do poço e a coluna de perfuração, semelhante ao que acontece numa perfuração normal. Durante este processo a rocha perfurada vai sendo alojada no tubo interior.

A estrutura e o tipo de amostrador variam bastante e dependem do material a perfurar e do tipo de coroa a ser usada. A selecção do fluido usado deve ser baseada na segurança, principais objectivos do processo de carotagem, questões ambientais e custos.

A classificação do método *bottom coring* é comumente baseada na descrição específica do material usado, sendo dividida em: carotagem convencional e carotagem *wireline retrievable*, (Gatlin, 1960).

4.3.1.1. Carotagem convencional

A carotagem convencional pode ser realizada com coroas de carotagem convencionais (inclui todas as coroas que não sejam de diamantes), ou com coroas diamantadas. Coroas ou brocas de carotagem, não são mais do que adaptações de brocas normais de perfuração, destinadas a realização de carotagem. Na figura 29 podem-se observar exemplos de brocas de carotagem.

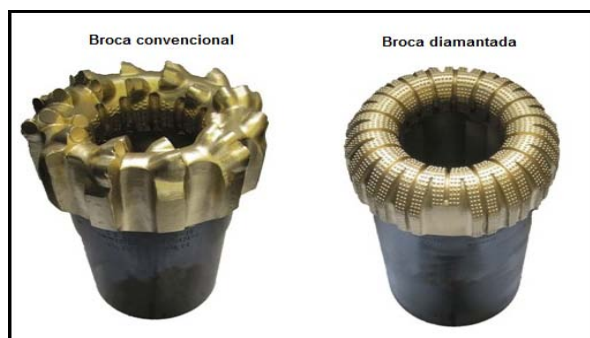


Figura 29- Brocas de carotagem. (<http://www.keruipectro.com/?fproduct/i55>).

Os amostradores usados com coroas convencionais e diamantadas não têm muitas diferenças entre si, sendo que estes últimos são geralmente mais longos. Ainda assim, a recuperação de amostras com brocas de diamante geralmente é melhor, uma vez que perfuram um comprimento total maior, principalmente em áreas de rochas duras. Entretanto, são mais caras.

O equipamento usado na carotagem convencional requer que toda a coluna de perfuração seja retirada do poço para recuperação da amostra, sendo esta a maior desvantagem deste método em relação à carotagem *wireline retrievable*, por causa do tempo improdutivo. Assim, a retirada da coluna de perfuração, deve ser feita com alguma cautela, para evitar a sucção excessiva ao ser puxada, que pode fazer com que a amostra seja sugada para fora da barra amostradora.

Dependendo do tamanho, ângulo do poço e do tipo de formação que se está à perfurar, as amostras obtidas por este método podem ter diâmetros que variam entre 0,05m à 0,13m e comprimentos desde 0,46 até 16,76 m, (API, Recommended Practices for Core Analysis, 1998).

4.3.1.2. Carotagem wireline retrievable

As ferramentas de carotagem wireline-retrievable são operacionalmente similares às ferramentas dos sistemas convencionais, com a exceção de serem geralmente mais pequenas e mais leves e serem projectadas de forma a que a recuperação da amostra (incluindo o tubo interior) seja feita, sem que seja necessário retirar a coluna de perfuração para fora do poço, uma vez que não é necessário retirar o tubo exterior do amostrador.

Neste método, os amostradores (figura 8 dos anexos A) para além da coroa de perfuração e dos tubos são constituídos também por um mecanismo de retenção da carote, válvula para despressurização do interior do amostrador, mecanismo de bloqueio e mecanismo para a recuperação da carote (overshot).

O amostrador interior é introduzido no amostrador exterior, que por sua vez está ligado a um conjunto de colunas especiais, cujo diâmetro interior permite a passagem do amostrador interior. Uma vez feito o corte da amostra, para removê-la o overshot é descido no poço por um cabo, até atingir a extremidade superior do amostrador, onde se prende a uma mola do tubo interior, que faz com que

este se desprenda do tubo exterior. A carote e o tubo interior ficam presos ao cabo pelo overshot e para a sua recuperação puxa-se este em direcção à superfície. Depois, uma nova secção de amostrador interior é descida pela coluna de perfuração e fixada na barra amostradora, para permitir que se continue a operação de carotagem.

Uma vez que o tubo interior do amostrador tem de passar pela coluna de perfuração, as amostras obtidas com esse método são mais pequenas, sendo o seu diâmetro limitado. Geralmente o diâmetro varia de 3,18 a 6,35 milímetros, e o comprimento varia entre 3,05 a 6,1 metros. É um método particularmente benéfico em poços profundos (Gatlin, 1960).

4.3.2. Carotagem depois da perfuração (*sidewall coring*)

Os sistemas de carotagem *sidewall* foram desenvolvidos com o objectivo de obter amostras de poços previamente perfurados e antes de serem revestidos. É um método largamente aplicado em formações brandas, onde as condições do poço não são propícias à realização de testes. As zonas a serem amostradas são geralmente seleccionadas por diagrfias eléctricas, (API, Recommended Practices for Core Analysis, 1998; Gatlin, 1960).

Neste método a maior parte das amostragens realizadas são feitas por sistemas de carotagem *sidewall* percussivos, onde a obtenção de amostras é feita através de um dispositivo principal, como a que se observa na figura 30, que projecta balas cilíndricas recuperáveis em direcção à formação.

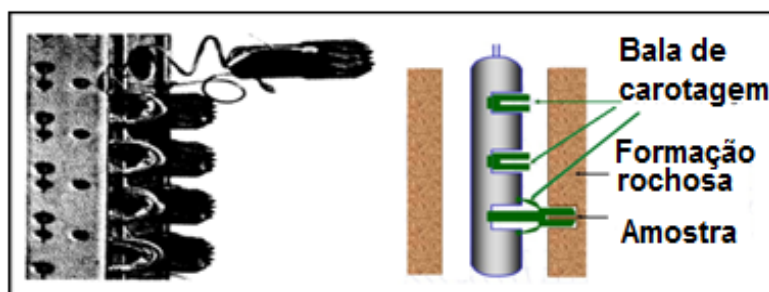


Figura 30- Dispositivo usado na carotagem Sidewell *coring* device. Fonte:(Carl Gatlin, <http://www.spec2000.net/09-corepore.htm>).

Este dispositivo é descido no poço por cabos flexíveis de aço, até à profundidade desejada. As balas são disparadas contra as paredes da formação, por impulsos eléctricos, a partir de um painel de controlo eléctrico na superfície. Como são balas ocas, ficam embutidas na parede da formação, permanecendo conectadas ao dispositivo principal por fios. De seguida recuperam-se as balas incluindo o seu conteúdo e são armazenados no dispositivo principal que as puxa. Para recuperação das amostras, o dispositivo principal é posteriormente puxado em direcção à superfície.

Durante uma viagem ao longo do furo podem ser obtidas mais de 66 amostras, com cerca de 25,4 milímetros de diâmetro por 44,5 de comprimento. Hoje em dia encontram-se disponíveis modelos de

amostradores de balas tanto para formações não consolidadas como para formações brandas e médias a duras, (API, Recommended Practices for Core Analysis, 1998).

As vantagens deste método são a rapidez, baixo custo e a habilidade para se obter as amostras. Tem como desvantagem a elevada velocidade de projecção das balas, que geralmente danificam a estrutura da rocha, fracturando a rocha mais dura ou comprimindo sedimentos mais brandos, reduzindo assim o valor quantitativo das análises dos dados obtidos. A recuperação neste método tende a ser baixa em rochas muito duras e fracturadas, e em areias consolidadas muito permeáveis, .

Para que fosse possível recuperar amostras sem o impacto destrutivo causado pelo sistema percussivo foi desenvolvida a carotagem rotativa *sidewall* (*drilled or rotary sidewall coring*). Neste método, os projecteis ou balas também são ocos, mas são providos de brocas robóticas rotativas com ponta diamantada, para cortar e arrancar amostras individuais (figura 5.12). Depois de encaixada na formação, a broca e a amostra são recolhidas para dentro do corpo da ferramenta, onde a amostra é depositada. Uma vez depositada cada amostra, a ferramenta é deslocada para uma nova posição. Durante uma viagem podem ser obtidas mais de 30 amostras, com 23,9 milímetros de diâmetro por 44,5 de comprimento.

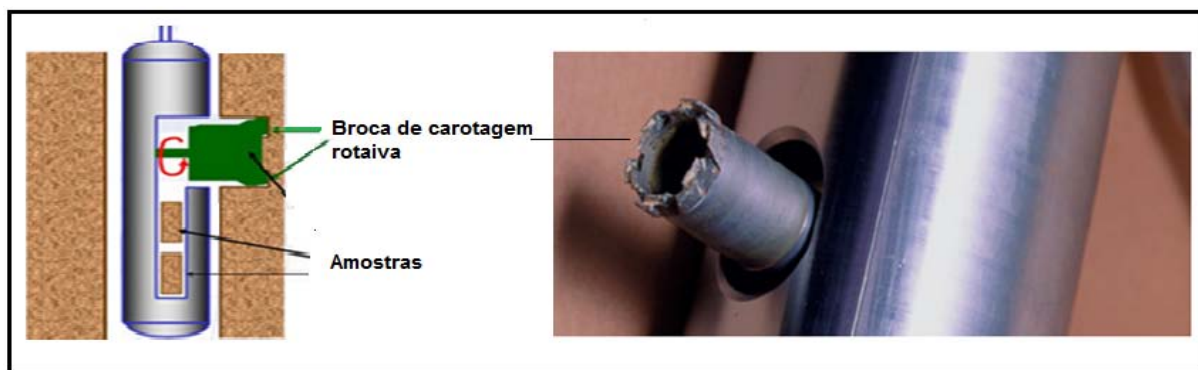


Figura 31- Carotagem rotativa sidewell (Fonte: <http://www.spec2000.net/09-corepore.htm>; <http://www.bakerhughes.com/products-and-services/evaluation/coring-services/wireline-sidewall-coring-services/rotary-sidewall-coring>).

Uma das vantagens deste método é que produz amostras de rochas duras apropriadas para análises quantitativas. Tem como desvantagem ser mais caro que o método à percussão em termos de custos de tempo da *rig* e baixa recuperação em formações não consolidadas.

Como se pretende analisar amostras que se aproximem o máximo possível das condições em que foram obtidas, durante e após as operações de carotagem é extremamente importante que sejam tomados os devidos cuidados, para garantir que estas cheguem ao laboratório no melhor estado de conservação. Recomenda-se limpeza do poço adequada, uma vez que pequenos pedaços de aço podem rapidamente danificar a coroa de carotagem, e as próprias barras amostradoras devem ser inspecionadas constantemente. É importante ressaltar que como as operações de carotagem *sidewall* são realizadas algum tempo após à perfuração, é susceptível que ocorra contaminação da formação, pondo em causa a qualidade das amostras.

5. Completação de poços

Define-se por completção o conjunto de operaões e actividades que têm como objectivo converter o poço em uma unidade produtiva e garantir condições para uma produção segura, económica e eficiente.

Uma vez terminado o processo de perfuração, a formação é testada e avaliada para determinar se o poço é economicamente viável ou não. Caso se decida que sim este é completado para a produção, instalando-se todos os equipamentos e acessórios necessários. Caso não seja economicamente viável o poço é preparado para abandono. Esta decisão normalmente é feita com base nas informações disponíveis sobre as características do reservatório.

Existem vários esquemas para classificar os métodos de completção, não por existirem muitos métodos, mas porque o que na realidade se usa são variaões no arranjo dos métodos básicos de completção. Para o propósito deste trabalho os métodos de completção serão classificados quanto ao revestimento de produção (interface entre a coluna e o reservatório) e quanto ao número de zonas completadas.

A completção tem reflexos em toda a vida produtiva de um poço, e tal como em todas as operaões relacionadas à exploração petrolífera, requer um planeamento criterioso e antecipado.

5.1. Métodos de completção

5.1.1. Quanto ao revestimento de produção

A completção de um poço quanto ao revestimento de produção está diretamente relacionada às configuraões básicas poço-formação que podem ser aplicadas e pode subclassificar-se em: completção a poço aberto, com revestimento canhoneado e com *liner* rasgado ou canhoneado.

- Completção a poço aberto

Quando se atinge o topo da zona produtora (*pay zone*), é descido e cimentado no poço o revestimento de produção. Em seguida, a zona produtora é perfurada até a sua profundidade final, e desce-se a coluna de produção. Esta última é colocada no topo da zona produtora, como se pode observar na figura 32 e o poço é posto em produção com a zona totalmente aberta.

Segundo Carl Gatlin a completção a poço aberto é o método mais antigo de completção e por razões óbvias, é restrito às formaões altamente competentes, que não formam lama ou cavidades, sendo um método bastante comum em áreas de calcários de baixa pressão, dolomites e arenitos muito bem consolidados.

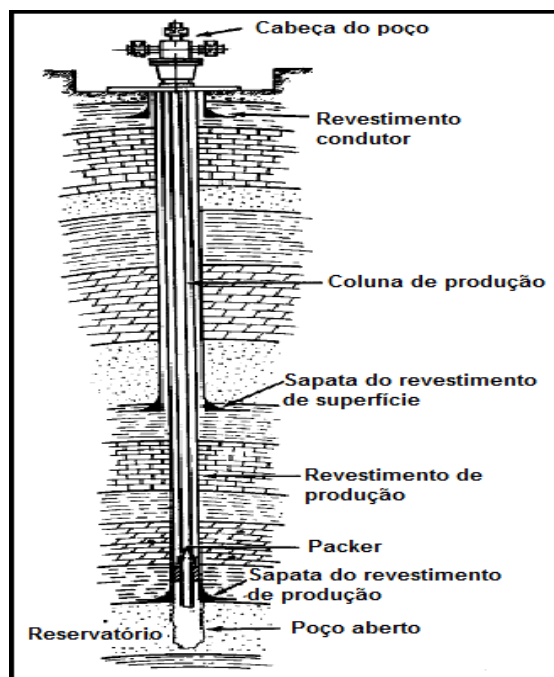


Figura 32- Esquema de uma completção a poço aberto (Carl Gatlin, 1960)

Este método tem como principais vantagens: economia de revestimento e canhoneio, a facilidade com que o poço pode ser aprofundado ou convertido em outro tipo de completção, e a minimização do dano causado à formação do reservatório, já que a cimentação é dispensável e o fluido é projectado apenas de acordo com as especificações do reservatório. Como principais desvantagens tem: o controlo do poço durante a completção ser mais difícil, dificuldades na selecção das diversas zonas dentro do intervalo de completção, e o facto de requerer frequentes limpezas caso haja formação de areia ou instabilidade da formação.

- Completção com revestimento canhoneado

Este é o método de completção mais comum e é viável em todas as formações, excepto naquelas em que a exclusão de areias é um problema ou que tenham uma razão específica para se optar por outro tipo de completção, (Gatlin, 1960).

Na completção com revestimento canhoneado, o poço é perfurado até à profundidade final e uma vez avaliada a zona de interesse como economicamente viável, o revestimento de produção é descido até ao fundo do poço e posteriormente cimentado. Em seguida desce-se a coluna de produção e o revestimento é subsequentemente canhoneado ou perfurado em frente aos intervalos de interesse, colocando o reservatório produtor em comunicação com o interior do poço.

Uma das vantagens deste método é a obtenção de produtividade tão próxima quanto possível daquela que é alcançada numa completção a poço aberto, ao mesmo tempo que se tira proveito das vantagens do revestimento, tais como: operações mais seguras, permitindo controlar formações desmoronáveis, redução da relevância dos estragos causados pela perfuração, êxito nas operações de restauração, diâmetro único em todo o poço e selectividade das zonas a serem completadas,

permitindo que um simples poço produza vários reservatórios separados, sem que haja comunicação entre eles. Tem como principais desvantagens o custo do canhoneio e o facto de a sua eficiência ser dependente de operações de cimentação e canhoneio adequadas, já que esta influencia directamente a selectividade dos intervalos de interesse. Na figura 33, pode-se observar um exemplo deste tipo de completação.

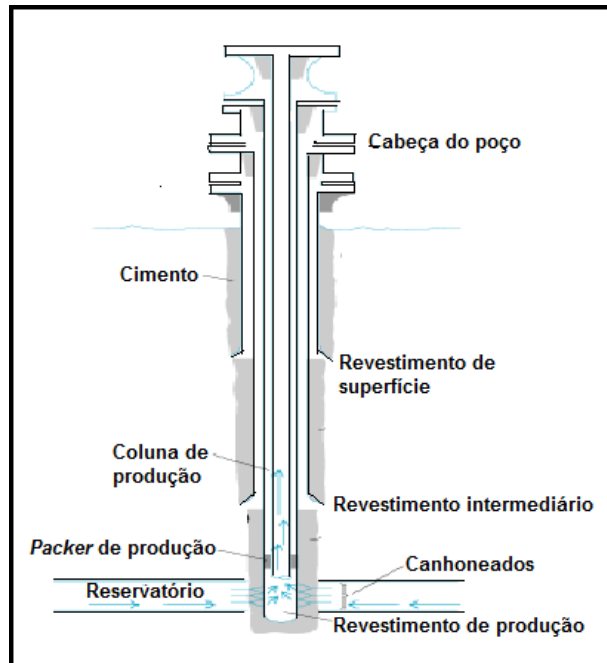


Figura 33- Completção com revestimento canhoneado. (Adaptado de <http://www.accessscience.com/search.aspx?rootID=795289>).

- Completção com *liner* rasgado ou canhoneado

Numa completção com *liner* rasgado ou canhoneado, uma vez que se atinja o reservatório, o revestimento de produção é descido e cimentado sobre o topo da zona produtora. Em seguida perfura-se o poço até o final do intervalo de interesse e depois de avaliada a zona, caso se decida completar o poço, é descido o *liner*, sendo este uma coluna de tubos de revestimento que podem ser rasgados ou lisos. O *liner* não é estendido até à superfície, tal como as restantes colunas de revestimento, e em vez disso é assentado no fundo do poço e ancorado na sua parte superior à extremidade inferior da última secção de revestimento do poço, neste caso, do revestimento de produção, como se pode observar na figura 34.

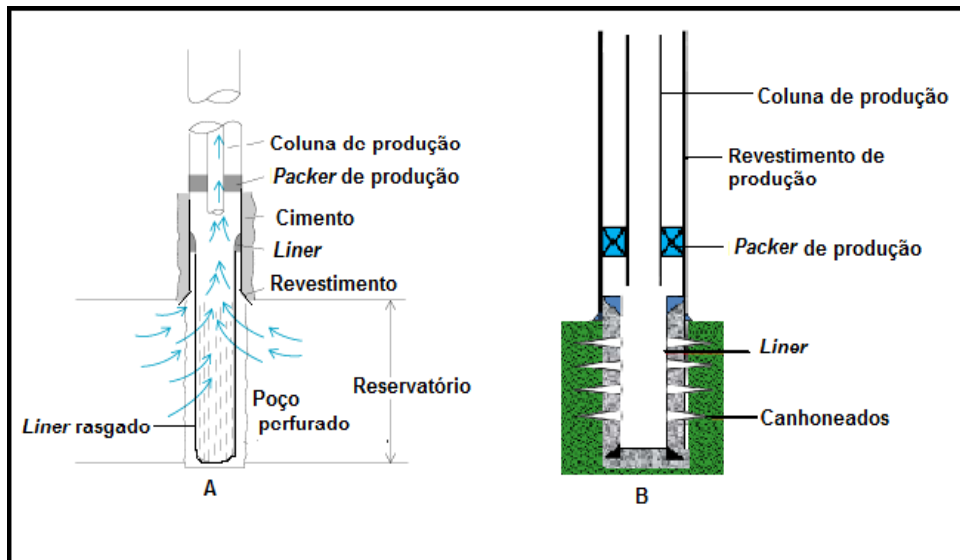


Figura 34- A- completção com *liner* rasgado; B- completção com *liner* canhoneado.(Fonte: <http://www.accessscience.com/search.aspx?rootID=795289>, http://ocw.utm.my/file.php/12/Chapter_6-OCW.pdf).

Os *liners* são usados muitas vezes em oposição aos revestimentos completos, para reduzir custos, melhorar o desempenho hidráulico durante a perfuração em poços profundos (Lake, 2006).

Como na completção com *liner* rasgado o mesmo não é cimentado, o método proporciona as mesmas vantagens e desvantagens que uma completção a poço aberto, com a exceção de sustentar as paredes do poço em frente a zona produtora e resultar numa redução do diâmetro do poço em frente a esta zona. Este foi um dos primeiros métodos de controlo de areia, mas quase já não se usa em poços convencionais.

No caso de completção com *liner* liso, como este é cimentado ao longo de todo seu comprimento, as vantagens e desvantagens são semelhantes à completção com revestimento canhoneado, adicionando às vantagens o custo reduzido com revestimento, e às desvantagens, a alteração de diâmetros dentro do poço, que pode dificultar a passagem de equipamentos, (Completção, Curso Técnico de Petróleo da universidade Federal do Paraná).

5.1.2. Quanto ao número de zonas completadas

Quanto ao número de zonas, a completção pode ser: simples, dupla ou selectiva.

- Na completção simples faz-se descer no poço apenas uma coluna de produção próximo à formação produtora de interesse, como se pode observar na figura 6.4 A ,e produz-se de modo controlado e independente apenas uma zona de interesse;
- Na completção selectiva é descida apenas uma coluna de produção (figura 6.4 B e B'), mas esta é equipada de forma a permitir a produção de vários reservatórios. Como é posto em produção um reservatório de cada vez, este método permite o perfeito controlo dos fluidos produzidos e facilidade operacional ao se Alterar a zona em produção

- Na completção de múltiplas zonas, duas ou mais zonas de interesse podem ser produzidas ao mesmo tempo, a partir do mesmo poço. Isto é conseguido através da descida no poço de mais de uma coluna de produção.

A decisão de se optar pela produção de mais de um reservatório ao mesmo tempo, é tomada em função da poupança económica, em oposição a se fazerem poços separados, ou seja, da comparação económica das Alternativas. Tem como principais vantagens: produção e controlo de vários reservatórios produzidos simultaneamente, acelerando o desenvolvimento do campo, possibilidade de produção de zonas marginais, diminuindo o número de poços necessários para drenar as diversas zonas produtoras. Tem como desvantagens a diminuição do diâmetro do poço e maior dificuldade na selecção e utilização de equipamentos para aplicação de métodos artificiais de elevação e restauração, caso sejam necessários. Na figura 35 C pode-se observar um exemplo de uma completção com duas colunas de produção.

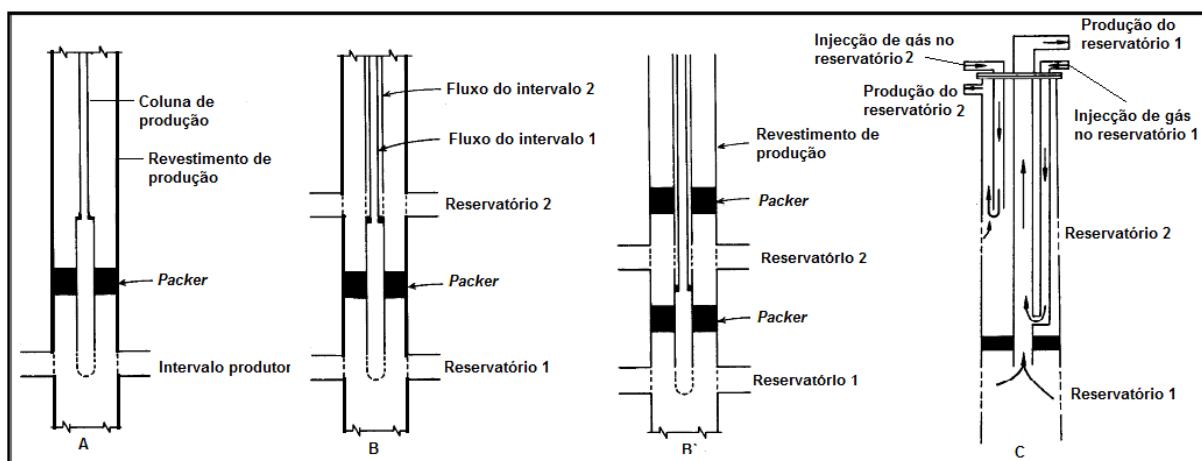


Figura 35- A- Completção simples; B- Completção de duas zonas com uma coluna de produção e um packer; B'- Completção de duas zonas com uma coluna de produção e dois packers; C- Completção dupla com elevação artificial, (Gatlin, 1960).

5.3. Fases de uma completção

Uma vez terminada a perfuração, o poço é geralmente abandonado temporariamente para posterior completção. O abandono normalmente é por meio de tampões de cimento ou tampões mecânicos. Na figura 36 pode-se observar um exemplo de abandono do poço feito com tampões de cimento.

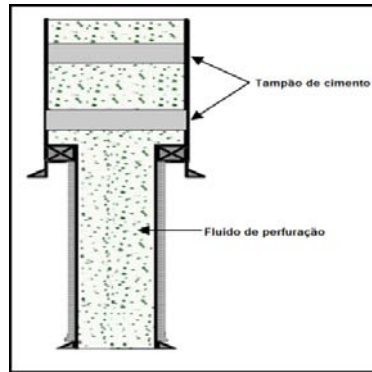


Figura 36- Poço temporariamente abandonado por meio de tampões de cimento.

De uma forma geral a completção de um poço de petróleo, com algumas diferenças entre poços offshore e *onshore*, envolve as seguintes fases, (Garcia, 1997):

- Instalação dos equipamentos de segurança de superfície

Esta é a primeira etapa da completção e tem como objectivo garantir acesso ao interior do poço com segurança, instalando os equipamentos necessários para a execução das fases seguintes.

Nas explorações offshore, quando a perfuração é realizada a profundidades muito elevadas, não é possível prolongar os revestimentos até à superfície, como geralmente se faz nas plataformas fixas, e a cabeça do poço e restantes equipamentos de segurança são montados no fundo do mar, e conectados à sonda através de *risers*, sendo estas as tubagens responsáveis por fazer a ligação entre o poço no fundo do mar e a sonda.

A operação de conexão dos revestimentos que permite que estes sejam prolongados até a superfície designa-se por *tie-back*, e quando é realizada, a completção é denominada de completção seca, porque é análoga à completção em terra, já que a cabeça do poço é montada na superfície.

Depois de instalada a cabeça do poço, instala-se sobre a cabeça de produção, outro equipamento de segurança, o *blow out preventer (BOP)*. Na figura 37 pode-se observar um sistema típico da cabeça de um poço *onshore*, após serem efetuados os *tie-backs* e instalada a cabeça de produção.

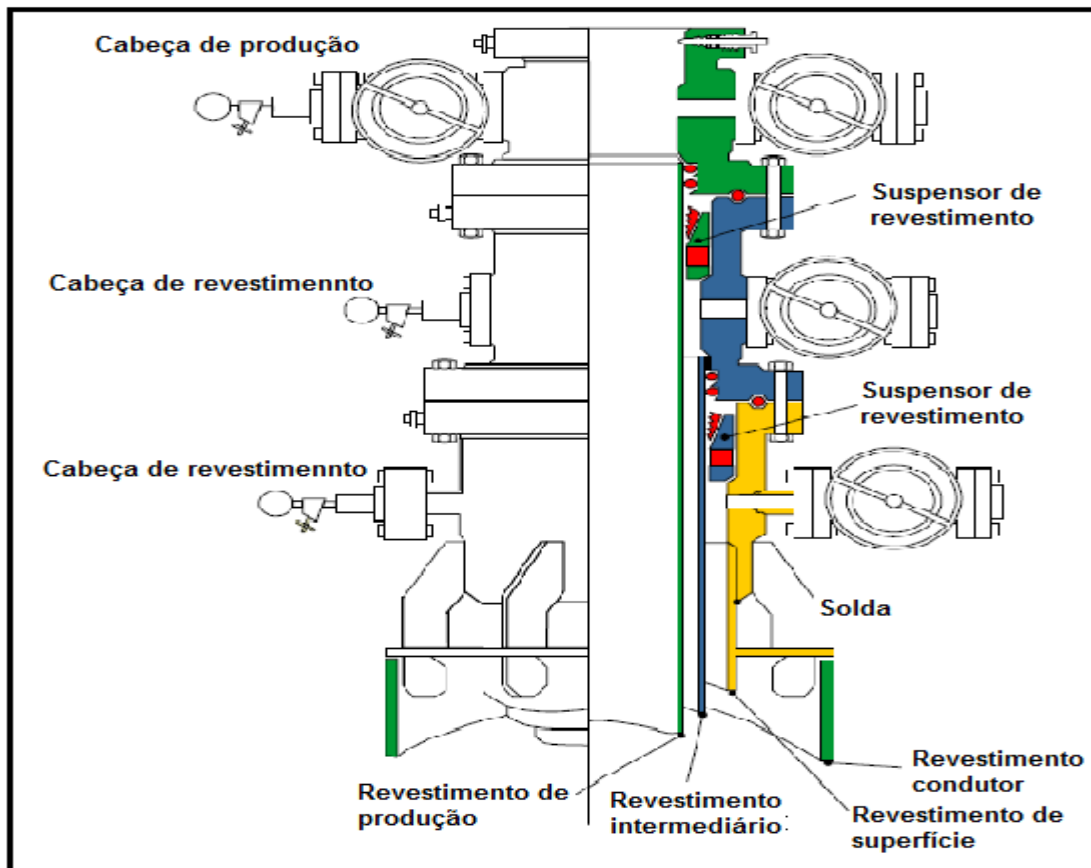


Figura 37- Sistema típico da cabeça do poço de uma exploração onshore. (<http://dc364.4shared.com/doc/Sx9U-iNk/preview.html>).

A cabeça de produção é um equipamento que fica conectado, através de parafusos e flanges à cabeça de revestimento e ao BOP e tem como função principal servir de apoio à coluna de produção, que será descida no poço numa fase mais avançada da completação. Esta cabeça possui saídas laterais que permitem acesso ao espaço anular entre o revestimento de produção e a coluna de produção.

Nos casos de perfuração offshore em que a realização do *tie-back* não é possível, o único equipamento a ser instalado é o BOP, que é levado até ao fundo do mar pelo *riser* de perfuração e conectado directamente à cabeça do poço. Este tipo de completação é por isso denominada de completação molhada. Se a sonda usada durante o processo de completação for a mesma que a sonda usada durante a perfuração, o BOP utilizado pode ser o mesmo.

- Condicionamento do poço

Depois de instalados todos os equipamentos de segurança, segue-se a fase de condicionamento do revestimento de produção e a substituição do fluido que se encontra no interior do poço por um fluido de completação.

Nesta fase são descidos no poço, através de uma coluna de trabalho, uma broca e um raspador, para realização da limpeza do poço. A broca é utilizada para perfurar os elementos deixados no interior do

poço durante a fase de abandono, e remover restos de cimentação primária, e o raspador é uma ferramenta com lâminas retrácteis, que auxilia na limpeza do poço, retirando o que não foi removido pela broca.

A limpeza do poço geralmente é feita sob condições semelhantes à perfuração normal, ou seja com peso sobre a broca, rotação da coluna e vazão de circulação directa de fluido, para permitir eficiência no corte e transporte das partículas encontradas no interior do poço para à superfície.

Os fluidos de completação, tal como os fluidos de perfuração, são formulados de forma a minimizar danos à formação. São fluidos especiais à base de soluções salinas, azoto ou óleo, sendo as soluções salinas as mais comuns. A substituição do fluido é feita com o auxílio de bombas de deslocamento positivo, circulando o fluido pelo interior da coluna de trabalho, com retorno à superfície pelo anular, também semelhante á circulação do fluido durante a perfuração.

Imediatamente antes e após ao condicionamento do poço, são realizados testes de pressão no revestimento de produção, através de procedimentos próprios, para verificar a sua estanquidade. Uma vez que não se consiga pressão de teste estabilizada e se detecte a existência de vazamentos (furos, conexões de revestimento, entre outras), procede-se à localização e correcção do problema.

- Avaliação da qualidade da cimentação

Logo após a instalação dos equipamentos de segurança e condicionamento do poço, o revestimento de produção é avaliado para verificação da eficiência das operações de cimentação, e correcção, caso seja necessário. É importante notar que o revestimento de produção tem como objectivo principal prover vedação hidráulica entre os diversos intervalos produtores, prevenindo a migração de fluidos, factor extremamente importante para as operações de produção.

Existem vários métodos para se avaliar a qualidade da cimentação, sendo que os mais usados são os perfis acústicos ou sónicos. Os perfis mais comuns são o perfil sónico CBL (*cemente bond log*)/VDL (*variable density log*), e os perfis ultrassónicos. O princípio físico envolvido é basicamente a emissão de uma onda sonora, sua captura por um receptor e posterior medição. Em função da interpretação dos perfis obtidos decide-se se há necessidade ou não de correcção da cimentação.

As ferramentas de perfilagem sónica de cimento são descidas no poço por meio de cabos e o sistema é basicamente constituídos por um transmissor, dois receptores acústicos com transdutores, um cabo condutor e uma unidade de processamento com aparelhos de medição (figura 38).

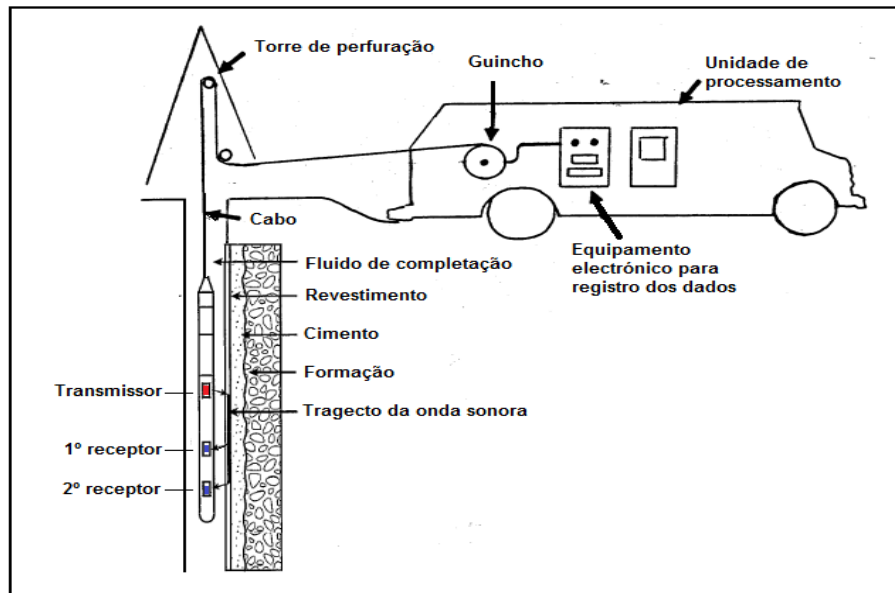


Figura 38- Equipamento de perfilagem sônica. (adaptado de <http://petrofed.winwinhosting.net/upload/IAI/17-20mar10/WellLoggingTech.pdf>).

Através do cabo condutor o transmissor recebe energia eléctrica e emite repetidamente pulsos curtos de energia acústica, que fazem vibrar o meio fluido em que está imerso e criam uma frente de onda que se propaga em várias direcções, até chegar ao receptor. Quando a onda encontra o revestimento, a energia acústica é refractada segundo a lei de Snell, ou seja, uma parcela viaja pelo revestimento, outra é reflectida e se propaga directamente pelo fluido no interior do poço e ainda há outra parte que é refractada para o cimento e para a formação. No receptor, a energia sonora é reconvertida em sinais eléctricos que são enviados para à superfície pelo cabo condutor, para serem processados, (Completação, Curso Técnico de Petróleo da universidade Federal do Paraná).

À medida que o sinal acústico se propaga pelo revestimento vai perdendo energia para os meios que atravessa. A atenuação sofrida pelo pulso acústico no interior do poço é pequena, uma vez que o fluido é homogéneo, mas o mesmo não acontece no espaço anular cimentado. Quando se trata de um líquido, a energia perdida é pequena e a amplitude do sinal medido no receptor é alta. Se o cimento aderido à circunferência do revestimento for de qualidade, a quantidade de energia perdida para o meio será grande e a amplitude registrada, pequena.

O perfil CBL/VDL faz o registro do tempo de trânsito, ou seja, do intervalo de tempo entre a emissão, reflexão e detecção da onda, do sinal de amplitude do revestimento (permite calcular a percentagem de cimento no anular) e do trem de onda (permite avaliar a aderência entre o cimento e formação). O trem de onde é conjunto de ondas simples que se propagam quando há uma excitação contínua da força perturbadora (fonte de energia), (Completação, Curso Técnico de Petróleo da universidade Federal do Paraná)

Assim o perfil CBL faz o registro contínuo da amplitude e permite controlar a aderência entre o cimento e o revestimento. Altos valores de amplitude correspondem à ausência de cimento ou de

aderência na interface, enquanto baixos valores correspondem à presença de cimento no anular. O perfil VDL faz o registro contínuo de trem de ondas, e avalia a qualidade da cimentação controlando a aderência do cimento ao revestimento, mas principalmente, do cimento à formação.

Actualmente quase já não se corre só o perfil CBL-VDL, corre-se também um perfil ultrassónico para auxiliar na avaliação da cimentação, e obtém-se melhor resultado ao combinar estes dois métodos. Os perfis ultrassónicos também podem ser descidos no poço por meio de cabos, e podem ser encontrados no mercado com diferentes nomes, dependendo da empresa a que pertencem, porém apresentam o mesmo mecanismo de funcionamento.

O Usit (UltraSonic Imager tool), (figura 39) é um exemplo de perfil ultrassónico, patenteado pela Schlumberger. Este método usa um único transdutor, montado num Sub ultrassónico rotativo (USRS), na parte inferior da ferramenta. Um transmissor emite pulsos ultrassónicos entre 200 a 700 kHz e mede as ondas ultrassónicas reflectidas nas interfaces internas e externas do revestimento. A taxa de atenuação das ondas reflectidas indica a qualidade da aderência do cimento na interface cimento-revestimento, e a frequência de ressonância do revestimento proporciona a espessura requerida para inspecção. Uma vez que o transdutor é montado numa peça capaz de girar em torno do seu eixo (Sub rotativo), a circunferência inteira do revestimento é digitalizada (scaneada), permitindo a cobertura de dados num ângulo de 360°. Estes perfis permitem uma boa avaliação da qualidade de aderência do cimento, com alta resolução vertical e angular, assim como a determinação das condições internas e externas do revestimento. A aderência do cimento, espessura, raios interno e externo e mapas autoexplicativos são gerados em tempo real no local onde se encontra o poço.

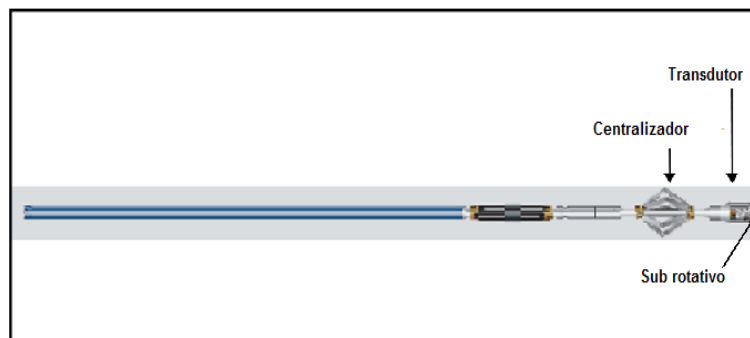


Figura 39- Ferramenta de perfilagem ultrassónica, USIT. (Fonte: http://www.slb.com/~media/Files/production/product_sheets/well_integrity/usi.pdf).

- Canhoneio

Depois de se confirmar a existência de isolamento hidráulico efectivo entre os intervalos de interesse, a etapa que se segue é a perfuração destes intervalos pelo revestimento. Este processo de perfuração designa-se por canhoneio, é comum não só em operações de completação, mas também nos processos de correcção de cimentação.

O processo de canhoneio consiste em perfurar o revestimento de produção em frente à formação produtora, com o auxílio de cargas explosivas. A forma como as cargas explosivas são descidas no

poço depende do equipamento usado e hoje em dia estes são muito modernos. A forma mais básica é descê-las em um dispositivo metálico denominado de canhão (perforating gun), através de cabos (figura 40 A). Uma vez que o canhão esteja posicionado a profundidade desejada, disparam-se as cargas explosivas, criando canais de fluxo no revestimento e no cimento, como se pode observar na figura 40.(B), denominados de canhoneados. É por estes canais que se processa a drenagem dos fluidos contidos no reservatório, permitindo que o petróleo atravesse a pasta de cimento existente em volta do revestimento, assim como as suas paredes metálicas e flua para o interior do poço para ser produzido, como se observa na figura 40 (C).

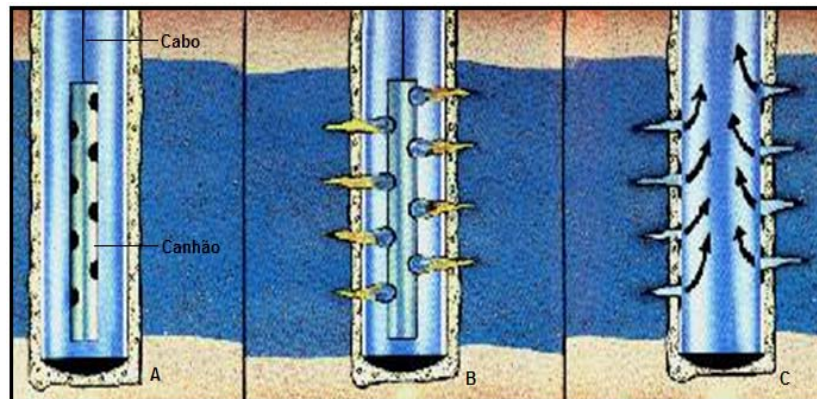


Figura 40- Canhoneio de uma zona produtora. (<http://www.geomore.com/completing-the-well/>).

A comunicação adequada entre o poço e as zonas de interesse, bem como o isolamento entre as zonas é essencial para avaliar e aperfeiçoar a produção e forma de recuperação, (Vieira & Santana, 2011) . Assim, os canhoneios devem estabelecer uma ligação limpa e efectiva entre o poço e a formação e deve-se dar atenção especial aos seguintes factores: o diâmetro da perfuração, densidade de perfuração (número de furos por pés) e profundidade de penetração (distância radial perfurada).

- Avaliação das formações

Uma vez confirmada a presença de rochas reservatório, é necessário que se façam testes de avaliação das formações, para confirmar a presença de hidrocarbonetos e fazer uma avaliação do seu potencial produtivo. Normalmente o poço é colocado em fluxo, permitindo a obtenção de dados sobre as condições de fluxo dos intervalos produtores.

Dos testes efectuados o mais completo é o teste de formação a poço revestido (TFR), em que é descida no poço uma coluna especial, composta principalmente por registradores de pressão e temperatura, amostradores, válvula para encerramento do poço no fundo e válvulas para circulação. O poço normalmente é isolado um pouco acima do intervalo a ser avaliado, através de um *packer*.

O poço é então posto em fluxo, pelo interior da coluna e na superfície mede-se a vazão de líquidos e a vazão de gás, determinando-se a razão gás-líquido (RGL), gás-óleo (RGO) e a percentagem de água presente no volume de líquidos produzidos (CUT).

Os registradores vão medindo a pressão de fluxo e a temperatura, e os amostradores de fundo, que descem abertos, são fechados, recolhendo amostras dos fluidos produzidos pela formação. Acciona-se então a válvula para encerramento do fundo, e inicia-se o período de estática. Nesse período, os registradores medem um crescimento de pressão: se o poço fosse mantido fechado por um longo período de tempo, esta pressão tenderia à pressão estática do reservatório, mas mesmo que a pressão estática não seja atingida no período em que o poço for mantido fechado, técnicas de análise de pressões permitem extrapolar os valores lidos e determinar a pressão estática extrapolada.

No final do teste as válvulas para circulação são abertas e permitem o deslocamento do óleo e do gás da coluna por fluido de completação, para "matar o poço" (eliminar de forma segura a presença de hidrocarbonetos dentro do poço). Isto amortece o poço e permite a posterior retirada da coluna de teste com segurança.

Para além do TRF existem também outros teste como:

- Teste de produção (TP), que é semelhante ao TRF, mas o encerramento do poço ocorre na superfície, não existindo a necessidade de uma coluna especial para o teste;
 - Registro de pressão (RP), em que é feito somente o registro da pressão de fundo, sem contudo, fazer as medições de vazão.
 - Medição de produção (MP), em que é feito apenas a medição da vazão e seus parâmetros, sem contudo haver registro de pressão.
- Equipagem da cabeça do poço

Nesta fase desce-se a coluna de produção no poço e instala-se a árvore de natal, que pode ser convencional (ANC) ou molhada (ANM), consoante o tipo de completação.

A coluna de produção, é a tubulação por onde se produz o petróleo, cujas principais funções são: conduzir de forma otimizada e segura os fluidos produzidos até à superfície, proteger o revestimento contra fluidos agressivos e pressões elevadas, possibilitar a circulação de fluidos para amortecimento do poço em intervenções futuras. A composição de uma coluna de produção depende dos seguintes factores,:

- Localização do poço (terra ou mar);
- Regime de produção de fluidos (surgente ou com elevação artificial);
- Tipo de fluido a ser produzido;
- Necessidade de contenção de produção de areia;
- Vazão de produção
- Número de zonas em produção

A árvore de natal é um conjunto de válvulas de gaveta, instalada no topo da cabeça do poço, (o equipamento da cabeça do poço compreende a cabeça de revestimentos e a cabeça de produção). É o equipamento responsável por suportar o peso da coluna de produção, vedar o espaço anular entre

a coluna de produção e o revestimento de produção à superfície, e controlar o fluxo de óleo produzido. Assim, à medida que o poço produz, o fluxo sobe pela coluna de produção e entra na árvore de natal, que permite controlar a produção, abrindo ou fechando as válvulas.

Na figura 41 pode-se observar uma árvore de natal convencional (completação seca), com duas válvulas mestras que têm como principal função encerrar o poço, duas válvulas laterais cujo objectivo é semelhante ao das válvulas mestras mas que para além de controlarem o fluxo do poço, permitem que este seja interrompido enquanto se introduz equipamentos no poço, e uma válvula de pistoneio cuja função é permitir a descida de ferramentas dentro da coluna de produção.

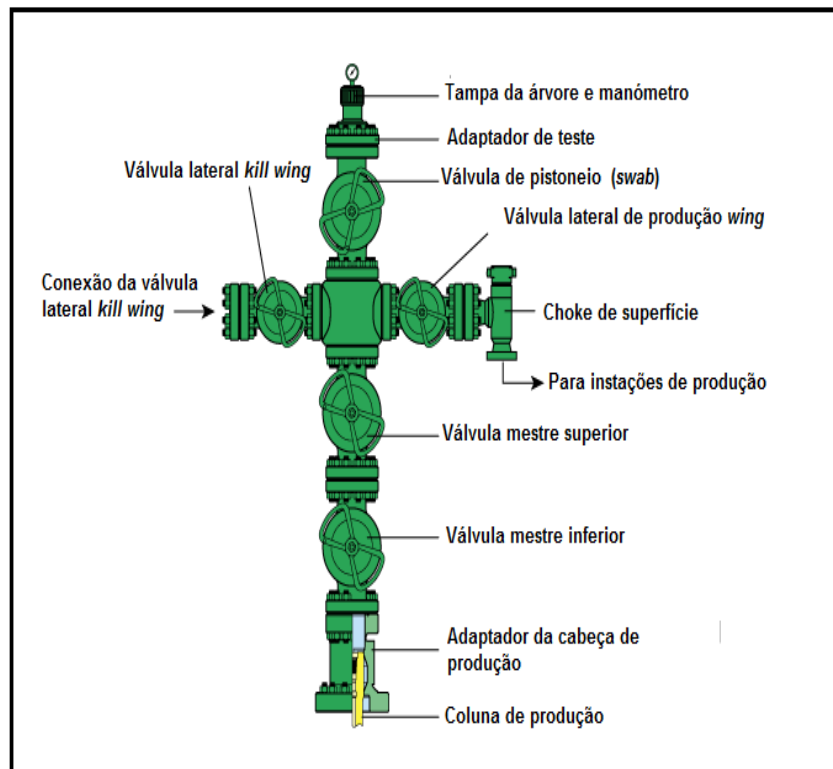


Figura 41- Árvore de natal convencional. (Fonte: <http://southernstaroil2.wordpress.com/2012/04/03/southernstar-corey-1-36-update-29/>).

Muitas vezes a produção não é natural, ou seja são utilizadas técnicas ou mecanismos de produção artificial, que recorrem a completções especialmente projectadas para garantir que os fluidos cheguem até à superfície ou para melhorar a performance da produção.

6. Caso de estudo: poço AC1 do campo *Piriquito*, Brasil

6.1. Introdução

O campo *Piriquito* conta até ao momento actual com três poços produtores, sendo que os dois primeiros iniciaram a sua produção em 2011. O poço AC1 tem como meta provar a continuidade à nordeste dos reservatórios arenosos portadores de óleo da formação Alter, e ainda, confirmar a interpretação sísmica actual que reflecte um ligeiro alto estrutural que se estende para NE. As zonas actualmente em produção situam-se no intervalo global de -388 à -396 TVDss nesta porção Este do campo.

Os reservatórios alvo encontram-se abaixo da formação Dochão, localizados à uma profundidade média de 465m da formação Alter. A formação Dochão é essencialmente constituída por calcários aflorantes e possui uma espessura média de cerca de 269m.

Devido as características rasas destes reservatórios, os poços não são surgentes e as pressões de reservatório são ligeiramente inferiores à pressão hidrostática. Outra característica relevante é que o óleo encontrado é parafínico e com uma quantidade ínfima de gás que não pode ser medida directamente (através de instrumentação).

A execução dos primeiros poços neste campo foi marcada por dificuldades na perfuração dos calcários da formação Dochão, especialmente nas primeiras dezenas de metros, onde a perfuração progredia muito lentamente. Como são rochas muito duras, numa primeira fase não era possível colocar peso suficiente sobre a broca com uma sonda convencional, o que fez com que se perdesse demasiado tempo para atravessá-las, tornando a perfuração ineficiente. Tirando proveito das características rasas dos reservatórios e do óleo (reservatórios rasos, pressões hidrostáticas e óleo morto) e depois de alguma experiência no campo, optou-se com sucesso pelo uso de uma sonda roto-pneumática nesta primeira fase. A utilização deste tipo de sonda revelou-se extremamente eficaz, diminuindo o tempo de sonda, e apresenta a vantagem de provocar menos impacto ambiental, uma vez que a limpeza do furo durante a perfuração é feita à ar comprimido, não sendo por isso necessário o uso de fluido ou injeção de lamas com produtos químicos. A favor junta-se ainda o facto de em algumas zonas os calcários encontrarem-se bastante carsificados, obviando enormes perdas de fluidos que se iriam infiltrar durante a perfuração com sonda convencional rotativa.

Depois de se atravessar a formação Dochão, substitui-se a sonda roto-pneumática por uma sonda convencional rotativa, e à partir daí, a perfuração é feita com auxílio desta até a profundidade final que ronda em média os 537,40m.

Na tabela 1 dos anexos B encontram-se os dados básicos do poço AC1 e na tabela 2 (anexos B), pode-se observar a previsão da sequencia das formações à atravessar durante a perfuração, assim como as correspondentes profundidades.

Assim, o design de perfuração e completação do poço AC1 é derivado da experiência ganha na exploração e produção de poços já perfurados neste campo, sendo que o controlo do poço e *perigos* durante a perfuração são também semelhantes.

6.2. Objectivos

O poço AC1 é um poço de desenvolvimento e tem como objectivos testar os seguintes reservatórios:

Principal: Arenitos fluvio-deltaicos da formação Alter (Base do Mb. Alter 3).

Secundário: Arenitos da formação Alter (Mb. Alter 3).

6.3. Geologia e Geofísica

- Contexto geológico regional

A bacia onde se encontra o campo *Piriquito* é formada por uma porção emersa e outra submersa. A porção emersa, que é onde se situa o campo *Piriquito*, foi formada durante a fase de Rife do Cretácico Inferior (Neocomiano), organizada num conjunto de *horsts* e *grabens* de direcção aproximada NE-SW. Esta porção constitui 27,82% da bacia, e é limitada a sul, leste e oeste por rochas do embasamento cristalino, a norte pelo Oceano Atlântico e a noroeste pela Bacia do Ceará, (Agência Nacional do Petróleo, Brasil).

Durante o desenvolvimento desta porção e até ao Campaniano, foram depositadas as sequências Rife (formação Pendência), Transicional (formação Alagamar) e Drifte (formação Alter e Dochão), compondo as principais unidades exploratórias da bacia. As rochas geradoras dos hidrocarbonetos aqui descobertos pertencem às formações Pendência e Alagamar. O óleo migrou através de um sistema de falhas normais, até atingir os arenitos fluvio-deltaicos da base do membro Alter 3 (e/ou topo do Mb. Alter 2), unidade produtora no sector actualmente em desenvolvimento.

- Enquadramento do campo *Piriquito*

Os principais reservatórios do campo *Piriquito* são constituídos por arenitos fluvio-deltaicos com fácies produtoras (barras e canais), apresentando porosidades efectivas $\geq 20\%$ e permeabilidades ≥ 80 mD. O óleo é de 27 °API, parafínico e o BSW⁵ original é $\leq 20\%$.

Do ponto de vista estrutural e ao nível do topo do embasamento, esta porção Este do campo caracteriza-se por uma estrutura dômica com alinhamento de direcção NE-SW, identificada por sísmica 3D, (figura 10 anexos A).

⁵ BSW significa *Basic sediment and Walter* mede a proporção (ratio) de sedimentos e de água presente no óleo.

- Temperatura e pressão de reservatório

Ao nível do topo da zona produtora, encontrada a -387.5 m TVDss, a temperatura prevista é de 42°C (108 °F), com uma pressão estática estimada de 30 kgf/cm².

6.4. Programa de aquisição de dados (amostragem de calha e perfilagem)

Para a amostragem de calha deverá ser recuperado um mínimo de 500g por amostra, colectando três amostras de cada profundidade, estando estas divididas da seguinte forma:

- Formação Dochão: recolha à cada nove metros.

- Formação Alter: recolha à cada três metros.

A perfilagem (a poço aberto) será realizada após ser atingida a profundidade final e após o devido condicionamento do poço, seguindo as especificações da lama de perfuração. Na tabela 3 dos anexos B encontra-se detalhado o programa dos trabalhos de perfilagem a seguir.

6.5. Programa de perfuração e completção

A descrição das operações de perfuração e completção concentra-se especificamente nas seguintes fases:

Fase 1 - perfuração com sonda roto-pneumática: descreve as operações e actividades de perfuração iniciais realizadas, até +/- 20m antes de se entrar na formação Alter;

Fase 2 - perfuração com sonda rotativa: descreve as operações e actividades de perfuração realizadas até ser alcançada a profundidade final prevista;

Fase 3- avaliação e completção: descreve os procedimentos que vão garantir uma produção segura, caso se decida que esta é viável.

A profundidade final prevista é de ± 537.4m (-460m TVDss) dentro da Fm. Alter, Mb. Alter 2, mas pode ser alterada caso haja ocorrência de novos indícios de hidrocarbonetos.

A segurança das operações durante a perfuração de um poço de petróleo deve ser uma das principais preocupações. Tendo em conta os perigos associados, antes de se dar início as operações é necessário que se faça um plano de risco. Assim, constam na tabela 4 dos anexos os potenciais riscos associados às operações realizadas, a probabilidade de ocorrência e as correspondentes medidas de mitigação, tendo em conta as características do campo.

6.5.1. Resumo executivo das operações

Todas as operações devem ser planejadas e executadas em conformidade com o manual de standards e procedimentos, e em cumprimento com uma entidade reguladora. Caso o cumprimento dessa exigência não possa ser cumprido, todas as alterações feitas devem ser discutidas com a equipa de perfuração.

A perfuração da formação Dochão pode ser realizada sem equipamento de controlo de pressão (BOP), uma vez que a segurança não é comprometida, já que a formação é aflorante e existe pleno conhecimento da litologia local, propriedades das camadas a serem atravessadas e seus conteúdos, desconhecendo-se episódios de gás raso nos inúmeros poços de água e de óleo perfurados nesta área.

Na fase I, após a perfuração com broca de 14", deve ser colocado o tubo condutor de 13 3/8". O tubo condutor é o primeiro revestimento a ser descido no poço e tem como principal função sustentar ou isolar os sedimentos superficiais não consolidados, evitando que estes *originem* crateras por erosão na proximidade do ante-poço⁶.

Em seguida, com um diâmetro de 8 3/4" perfura-se o poço piloto até cerca de 20m acima da base da formação Dochão. Caso não haja perda ou produção de água, o poço é alargado até cerca de 130m em 12 1/4" e assenta-se o revestimento 9 5/8" à 125m. Este revestimento, colocado depois do condutor, denomina-se revestimento de superfície e tem como função, conter formações não consolidadas, proteger aquíferos e servir como sustentação para os restantes revestimentos descidos no poço.

Segue-se a fase II, onde se começa por fazer a instalação e testes do BOP. A perfuração é realizada com um diâmetro de 8 1/2" (diâmetro de perfuração de reservatório requerido) até a profundidade total indicada, com o auxílio de um fluido de perfuração a base de NaCl com polímeros. Apesar de não se prever a existência de formações problemáticas e de perdas de circulação, a presença de argilas na formação Alter recomenda inibição salina.

Em algumas situações, quando é necessário isolar e proteger zonas intermediárias, como zonas de alta ou baixa pressão, perda de circulação ou formações portadoras de fluidos corrosivos, é descido e cimentado no poço, entre o revestimento de superfície e o de produção, um revestimento denominado de intermediário, não necessário neste caso.

⁶Ante-poço é uma cave de mais ou menos 2 m. x 1,5 x 1.0 prof, feita para que a flange da cabeça do poço fique á superfície e também serve como depósito de fluidos vazados da perfuração ou da completação.

Uma vez atingida a profundidade final e condicionado o poço, realizar a perfilagem convencional e testes de formação. Após a interpretação dos perfis e dos testes a cabo, seguir a orientação do geólogo de operação quanto ao procedimento subsequente.

Caso se comprove a presença dos intervalos de interesse, deve-se descer no poço revestimento de produção de 7" com a profundidade do colar flutuante \pm 40m abaixo da base da zona produtora. Esses 40 m funcionam como saco livre para as ferramentas de perfilagem e posteriormente como saco de lixo durante a produção (areias, sedimentos, entre outros). O revestimento de produção tem como função fazer a ligação entre a superfície e a formação portadora de hidrocarbonetos, permitindo que o poço produza de forma segura. Caso contrário, o poço deve ser condicionado para abandono.

Notar que para a escolha do tamanho do revestimento normalmente existem valores standard para o diâmetro do poço e do revestimento a correr, e só em situações muito especiais é que não se usam os tamanhos standard, implicando custos maiores. Por exemplo poço de 17 1/2" e revestimento de 13 3/8" ou poço de 12 1/4" e revestimento de 9 5/8".

Depois de cimentado o revestimento de produção, realizar instalação e testes de BOP e recuperação do KS. Correr a coluna de limpeza até o fundo do poço e uma vez canhoneados os intervalos indicados pelo geólogo, realizar testes de produção e identificação de fluido. O poço deve finalmente ser completado com tubo de 2 7/8" e BCP.

Na tabela 2 é apresentado um resumo do design geral do poço até antes da completação e na figura 11 dos anexos A está ilustrado um quadro com a previsão geológica das operações.

Tabela 2- Design geral do poço

Sonda de Perfuração	Tamanho do Furo (diâmetro da broca)	Dimensão do Revestimento	Descrição	Profundidade (m)	Sistema de Fluidos de Perfuração
Roto-percussiva	14"	13 3/8"	Condutor	10m (rocha resistente)	Ar
	8 3/4" alargado p/ 12 1/4"	9 5/8"	Superfície	125m sem perda/ganho 160m com perda/ganho	Ar
Sonda Rotativa	8 1/2"	7"	Produção	Colar flutuante 40 metros abaixo da zona produtora	Lama convencional a base de NaCl

6.5.2. Sequência operacional

Antes de se começar a perfuração de um poço, deve-se definir um plano com os critérios necessários para garantir a segurança e eficiência das operações, e estes critérios serão a base para o dimensionamento dos equipamentos utilizados. Com base neste plano, a locação também deve ser preparada de forma a permitir e facilitar a perfuração e mais tarde a produção, caso se confirme a presença de zonas de interesse.

Assim, antes da instalação da sonda, para evitar obstáculos no seu posicionamento, o terreno é desflorado e avalia-se a sua capacidade para sustentar a sonda e restantes equipamentos. Depois disso, o terreno é terraplanado para garantir o nivelamento da sonda sobre o poço à perfurar. Assim que a parte de desfloramento e terraplanagem esteja completa, o empreiteiro da sonda é contactado para programar uma visita ao local, para se efetuar uma pré-vistoria dos acessos, entrada da locação, zona de colocação das ancoragens e do ante-poço. Depois disto, a sonda pode ser movida para a locação onde será realizada a perfuração.

Todas as modificações necessárias para entrada, manobra da sonda, equipamento e critérios de compactação devem ser discutidas ao detalhe e devidamente documentadas em acta, assim como todas as zonas que possam precisar de reforços devem ser inspeccionadas e identificadas em acta com as respectivas soluções discutidas.

6.5.2.1. Locação

O lay-out da locação deve sempre que possível atender aos seguintes requisitos de segurança:

- A sonda da fase 2 deve ser instalada de forma a que a plataforma esteja virada para o acesso da locação. Desta forma não só é mais fácil um escape da equipa em caso de incidente, como existe maior controlo das pessoas que entram na locação sem pertencer à operação, uma vez que o sondador tem visão directa para o local;

- Não construir o dique de contenção⁷ da fase 1 numa zona onde irão ser instaladas cargas pesadas como bombas ou motores na fase 2, e ter em consideração a necessidade de espaço extra para o posicionamento das bombas (informação dependente do layout da sonda da fase 2 a ser fornecido pela empresa desta);

- Construir valas e caixas de colecta para a fase 2. As caixas de coleta devem ter tampas estáveis que forneçam uma protecção real e devem ficar posicionadas de forma a não se encontrarem no caminho usual de pessoas, para evitar que se passe por cima delas. As caixas de coleta são foças para onde seguem através das valas lamas de perfuração, diversos fluidos e até águas da chuva para evitar lamaçais.

⁷ Dique onde são depositados todos os resíduos de perfuração (água, cascalho, entre outros).

- Definir e instalar uma rota de escape e números de emergência. Colocar sinais de obrigatoriedade de uso de EPI, proibição de uso de telemóvel na locação e indicação de orientação para visitas;
- Preparar 4 blocos de ancoragem consoante o lay-out da sonda a utilizar. São pontos fixos onde são amarrados os cabos do mastro.
- Minimizar o derrame de água durante a perfuração da fase 1 (sonda roto-pneumática), para facilitar o acondicionamento para a fase 2 (sonda rotativa).

6.5.2.2. Fase I (sonda roto-pneumática): perfuração e revestimento

- Preparação preliminar

1. Antes da mobilização da sonda e dos equipamentos confirmar as condições da locação e acessos. Garantir que o ante-poço, dique de contenção e valetas para escoamento dos resíduos líquidos estejam de acordo com as necessidades da operação.
2. Mobilizar equipamentos de apoio (semi-reboque com água industrial e caixas de coletas para resíduos sólidos), combustível para abastecimento dos equipamentos da sonda, materiais necessários e vigilância (caso esta seja da responsabilidade da empresa). A introdução de todos os equipamentos na locação deve seguir a ordem designada pela entidade reguladora e os procedimentos de segurança.
3. Fazer inspeção inicial das condições da sonda e aceitá-la apenas quando todos os equipamentos estiverem 100% funcionais e de acordo com o SMS (Sistema de segurança e meio ambiente). Não iniciar o poço sem que todos os tanques de armazenagem de água estejam cheios, de forma a que esta esteja disponível para encher o poço em caso de encontro com gás superficial.

- Perfuração da secção 14" × 13 3/8"

4. Preparar broca de 14" e iniciar o poço perfurando com ar comprimido até se encontrar calcário resistente, para se poder descer o revestimento condutor. Como neste vai ser apoiado o revestimento seguinte, só deve ser descido ao se atingir uma rocha resistente. Segundo a experiência nesta área, o calcário resistente é esperado entre os 6 e 10m de profundidade.
5. Puxar a broca para fora e preparar a descida do condutor de 13 3/8". Descer o condutor de 13 3/8", até o fundo do poço. Caso se tenham originado crateras durante a perfuração este deve ser centralizado e fixado por meio de cabos de aço. Cimentar o condutor pelo anular e aguardar a sua pega.

-Perfuração da secção de 8 3/4"

6. Antes de se retomar a operação, assegurar a existência de água suficiente e não começar a perfurar sem a sonda estar conectada à uma unidade de bombeio pronta a ser usada rapidamente, caso a formação produza algum tipo de hidrocarboneto.

7. Preparar broca de 8 3/4" e perfurar a formação Dochão até 249m, cerca de 20m acima do topo da formação Alter que se encontra a 269m (tabela 2 anexos). A entrada na formação Alter com a sonda roto-pneumática é interdita.

8. Retirar amostras da formação, identificá-las e acondicioná-las dentro dos padrões e intervalos estabelecidos conforme orientação da empresa que se ocupa do acompanhamento geológico da perfuração. Caso alguma zona de ganho ou perda de circulação tenha sido encontrada registrar e comunicar a profundidade a que foi encontrada.

- Alargamento da secção de 8 3/4" para 12 1/4"

Existem várias razões para se fazer o alargamento. Uma delas é que é sempre aconselhável fazer um poço guia para obter informações da formação antes do alargamento. Fica mais barato, porque o custo é ao metro e em função do diâmetro.

9. Preparar broca de 12 1/4" e caso não se tenha atravessado nenhuma zona de perda ou ganho de circulação, alargar o poço piloto até uma profundidade de cerca de 130m. Programar a profundidade da sapata baseada na medida dos tubos de revestimento inteiros, de maneira a que o topo da última junta fique abaixo da borda do ante poço(+/- 40 cm), para garantir que a cabeça do poço seja instalada de forma a que a sua flange superior esteja no máximo a 10cm acima do nível da locação.

10. Caso se tenha atravessado alguma zona de perda ou ganho de circulação, continuar a alargar o poço piloto em 12 1/4" por mais 30m abaixo da profundidade registrada, sem nunca ultrapassar os 269m, ou seja, sem entrar na formação Alter. Todas as juntas de tubo devem ser repassadas após alargamento.

- Descida do revestimento 9 5/8"

11. Afastar a sonda, fazer a limpeza do ante-poço e instalar uma mesa auxiliar sobre o mesmo, para apoiar os dois elevadores "side door" utilizados na descida do revestimento. Posicionar o guindaste, preparar e descer o revestimento de 9 5/8" com 2 centralizadores, sapata guia no fundo até cerca de 125m MD.

12. Torquear as roscas de maneira a que o triângulo limitador que se encontra no final da rosca do pino fique o mais próximo possível do desejado. Usar araldite industrial nas juntas com torques insuficientes. Não usar centralizadores entre o revestimento de superfície e o tubo condutor.

13. Alinhar o revestimento utilizando o prumo do guindaste e não o revestimento condutor. Em preparação para a cimentação o revestimento deve ser deixado apoiado num elevador e este em

cima de tábuas apoiadas numa mesa auxiliar. Instalar cabeça e linhas de cimentação e efectuar um teste de pressão até 1000 psi, para se ter certeza que não haverão vazões durante a cimentação

14. Exigir o teste da água a ser utilizada para a cimentação pela companhia de cimentação, para descartar a existência de possíveis contaminantes que possam interferir com a qualidade do cimento. A amostra de água deve ser retirada do camião tanque que vai ser usado para a cimentação e não na fonte.

15. Para combater perdas/ganhos de circulação, utilizar duas pastas com densidades diferentes, bombeando-se primeiro a mais leve e depois a mais pesada. Se não houver perdas ou ganhos utilizar apenas uma pasta com com ati-espumante.

16. O topo do cimento deve ser programado para a superfície, e caso não seja possível, verificar onde se encontra o topo, proceder a uma cimentação anular de superfície (top fill).

17. Para o cálculo do excesso da pasta de cimento caso se tenham encontrado zonas de perda/ganho considerar 30% de volume a mais para a pasta mais leve e 10% para a pasta mais densa. Caso não se tenham encontrado zonas de perda/ganho considerar 10% de excesso.

18. Antes do bombeio da pasta de cimento, bombear o volume do poço em água doce com uma vazão média de 5 barris/min, seguido de 2bbl de leite de cimento, para limpar o espaço anular dos restos de rocha que podem contribuir para o aumento do peso da coluna e potencialmente induzir à perdas de circulação. Este procedimento permite também detectar zonas de perdas, e o leite de cimento funciona como indicador.

19. Recolher amostras da pasta de cimento para controlo de presa ou análise post-mortem, se necessário. Fazer o cálculo do deslocamento até ao topo da junta acima da sapata. Não deslocar o cimento mais do que o equivalente a uma junta de shoe track (deve ficar cimento dentro da primeira junta , 9 a 10 m acima da sapata guia). Dirigir o retorno do poço para a caixa de coleta.

20. Como não existe elemento de vedação no interior do revestimento, aguardar pega do cimento com a cabeça de cimentação fechada e fazer o Flow check, ou seja, confirmar que não existe retorno.

22. Após a pega do cimento, retirar a cabeça e fixar uma tampa de metal sobre a luva do último tubo para evitar a queda de objectos estranhos no interior do revestimento. A Figura 42 ilustra o esquema do poço no final da fase I.

23. Confirmar as condições da locação para receber a sonda rotativa e se necessário providenciar reparação.

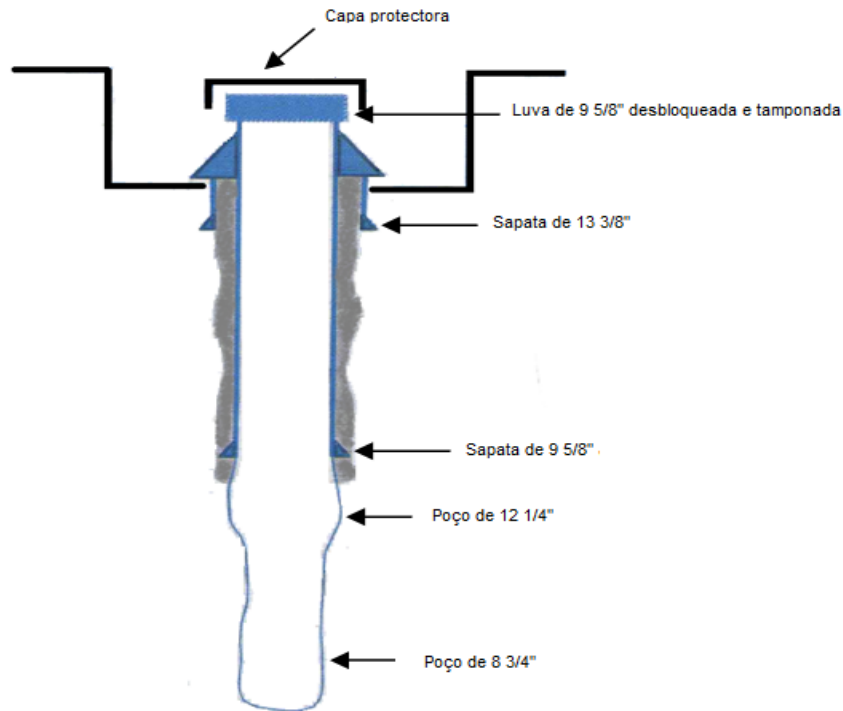


Figura 42- Esquema do poço no final da fase I.

6.5.2.3. Fase II (sonda convencional): perfuração e revestimento

- DTM e preparação

1- Realizar uma reunião de DTM (desmontagem, transporte e montagem), na locação nova, com o encarregado da sonda e o responsável da frota de carros para transporte, com antecedência mínima de uma semana, para discutir os detalhes finais das condições do percurso de acesso ao poço e frota disponível. Verificar as condições de segurança e meio ambiente para a realização das operações, assim como a existência de pontes, barreiras, porteiros, redes eléctricas e passagens por comunidades ou rodovias, que exijam atenção especial nas condições das cargas e utilização de batedores.

2. Realizar o DTM conforme o projecto elaborado, fazendo registro das operações e anormalidades, para que estas possam ser eliminadas nos próximos DTMs. A realização de DTMs durante o período da noite só poderá ser efectuada caso exista luz suficiente na locação que garanta a continuação das operações em segurança.

3. Retirar a tampa de metal sobre a luva do revestimento exercendo cautela para que não caia nada dentro do poço. Enroscar uma cabeça PCR-10 C22 11" x 9 5/8" BTC x 3000 psi no revestimento de 9 5/8", observando o posicionamento das saídas laterais em relação ao ante-poço para posterior conexão das válvulas.

4. Instalar as válvulas laterais, adaptador de pressão ou dimensão se necessário, BOP anular e de gavetas. A seguir, instalar *pipe rams* da dimensão do DP a utilizar (Informação ainda não disponível).

O adaptador de pressão é usado quando o equipamento da sonda for diferente do material usado. Depois, instalar junta de teste e testar sobre pressão à gaveta e o BOP anular até 1500 psi seguindo as normas API. Depois, testar sobre pressão o kill line, choke manifold e o BOP internos (*kelly cock* e *Gray valve*) seguindo as normas API. Estes equipamentos fazem parte do sistema de controlo do poço e como tal precisam de ser regularmente testados para garantir total eficiência e funcionalidade.

A kill line e o choke manifold fazem parte de um circuito de fluido de alta pressão na superfície, ligado à cabeça do poço, para circular fluido durante operações de controlo do poço (por exemplo encerramento, ou quando são registradas pressões elevadas). As principais componentes deste circuito são as linhas de alta pressão (choke e kill line), as válvulas através das quais o fluido flui para dentro ou fora do poço durante as operações e medidores de pressão.

A kill line conecta as bombas do fluido de perfuração à uma saída lateral do BOP, proporcionando um meio de bombear fluido no poço, quando o método normal de circulação não pode ser empregue. O fluidos circulados pela kill line são direccionados para as válvulas choke manifold. O choke manifold é composto por um conjunto de válvulas e linhas também conectadas à cabeça do poço, as chokes lines, que permitem a sua ligação ao BOP e acesso ao poço. Com o objectivo de controlar a pressão dentro do poço quando se circula para fora influxos de fluidos de formações após um kick, o manifold e a choke line proporcionam um meio de aplicar pressão sobre a formação, ao controlar a abertura entre a kill line e o poço. São também responsáveis pela recolha e escoamento dos fluidos que chegam a superfície, permitindo que os fluidos pressurizados do interior do poço sejam circulados de forma controlada

Kelly cock e *Gray valve* são válvulas instaladas no topo ou dentro da coluna de perfuração, que possuem mecanismos para controlar ou impedir o refluxo no interior da colun, quando o *kelly* e o equipamento do top drive são desconectados da mesma, protegendo o *swivel*, stande *pipe*, bombas de fluido e o rotary hose. Como estes equipamentos permitem encerramento dentro da coluna de perfuração são denominados de "inside blow out preventer".

5. Reportar resultados. Não iniciar operação sem todos os tanques de água estarem cheios, inclusive a reserva técnica de incêndio (RTI) que não deve ser utilizada para outro fim. Na figura 43 pode-se observar o esquema do poço no início da fase II.

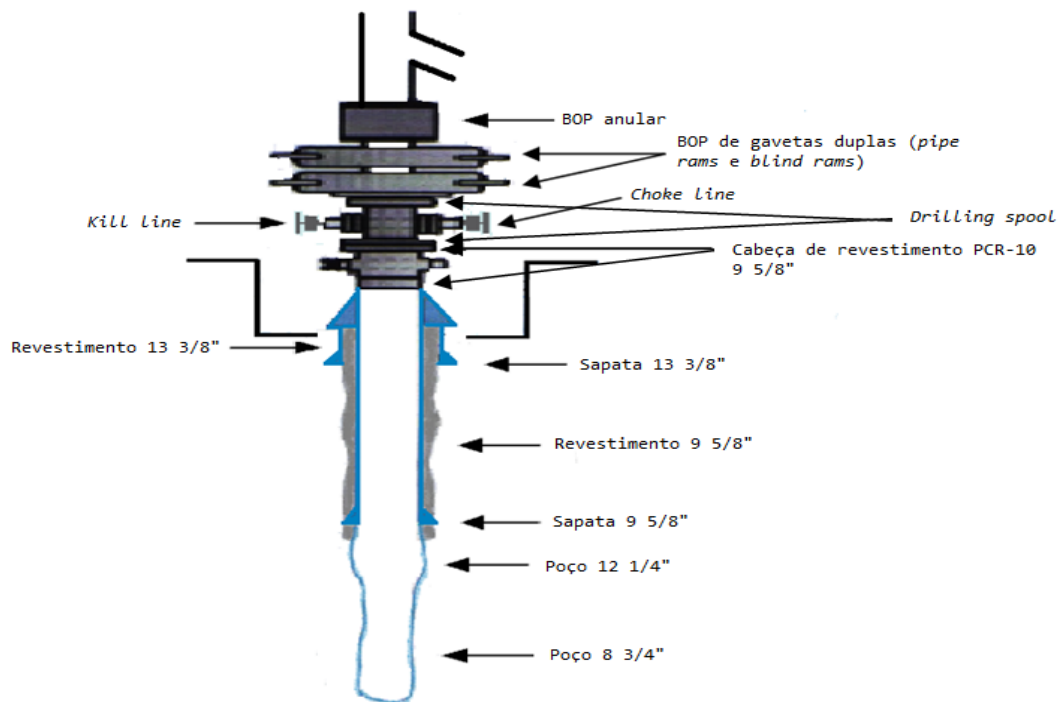


Figura 43- Esquema do poço no início da fase II.

-Perfuração da secção de 8 1/2"

6. Montar o seguinte BHA: broca de 8 1/2", IADC 1.1.7 com jactos semi-estendidos de 13/32, com aranha de totco /NB-RR/ 1×DC/RR/10×DC⁸/ drilling jar/ 1×DC/5×HW/DP⁹, e descê-lo até o topo de cimento. Reportar a profundidade a que foi encontrado.

7. Efectuar simulacro de controlo do poço com a equipa e reportar resultados. Cortar o cimento, a sapata e a formação com precaução, controlando a rotação, enquanto os *reamers* se encontram no interior do revestimento de 9 5/8", de forma a evitar que o danifiquem. Perfurar até alcançar a profundidade final do poço na fase 1.

8. Descontaminar e homogeneizar a lama, e retomar a perfuração até a profundidade final prevista do poço, (confirmar com a geologia). Circular para limpar o poço, condicionando a lama em preparação para a perfilagem. Registrar a inclinação, condições da broca e reportar.

9. Retirar devagar a coluna de perfuração utilizando o torque e folha de manobra. Realizar a perfilagem conforme o programa definido (tabela 4 dos anexos B). Após a interpretação dos perfis, seguir a orientação do Geólogo de operações quanto à avaliação subsequente: possível descida do revestimento de produção ou abandono do poço.

-Descida e cimentação do revestimento de 7"

⁸ DC- Drill collar

⁹ DP-drill pipe

10. Fechar o poço com gaveta cega e mudar os rams para 7". Testar a 1500 psi. Medir e gabaritar com antecedência o revestimento de 7" e voltar a gabaritar na sua descida, aquando do enroscamento e torque das juntas.

11. Atentar a posição da chave, principalmente no caso de chave flutuante¹⁰, para que os tubos não sejam amassados e tenham o seu diâmetro interno reduzido, prejudicando operações de descida de ferramentas como *packers*, brocas, raspadores, entre outras.

12. Descer o revestimento seguindo a *tally* proposta, testando o funcionamento da sapata e do colar. Qualquer discrepância na *tally* tem que ser investigada. A *tally* é a folha onde foram efectuadas as contas referentes a coluna de revestimento.

13. Abastecer antes de conectar o colar e a cada 5 juntas. Quando o revestimento chegar à profundidade final, enchê-lo antes de colocar a cabeça de circulação/cimentação e circular. Depois, ligar as linhas de cimentação e testar as mesmas a 2500 psi.

14. Utilizar uma batchmixer para preparar a pasta e cimentar seguindo o programa de cimentação proposto. Reciprocitar a coluna de revestimento durante o deslocamento da pasta. Durante a cimentação, posicionar o sugador no ante-poço. Abrir as válvulas da cabeça do revestimento antes do final do deslocamento da pasta e evitar cimento no BOP.

15. Recolher amostras da pasta de cimento para controlo de presa ou análise post-mortem (se amostras de cimento forem necessárias no caso de perfurações). Testar revestimento na altura do bump com 1500 psi durante 10 min e aguardar pega mínima do cimento com o revestimento de 7" suspenso. Fechar as válvulas, e esperar que o cimento ganhe pega antes de se retirar a cabeça de cimentação, para assegurar que não vai haver retorno de cimento para dentro do revestimento caso do colar flutuante não funcionar.

16. Providenciar a remoção dos resíduos líquidos e sólidos, assim como, a transparência do fluido de perfuração, deixando os coletores e tanques acumuladores respectivos, em condições para limpeza e transporte dos mesmos. Providenciar também a limpeza da fossa septica.

17. Quando o cimento estiver curado, retirar BOP e adaptadores. Retirar cabeça de poço de 9 5/8" × 11"×3000 psi e instalar cabeça de produção de 7"×11"×3000 psi e depois de instalar a cabeça de produção, correr três juntas de tubo de 2 7/8" como *kill string* e conectar ao suspensor T-16 7 17 1/16"×2 7/8". *Kill string* é uma coluna de tubos com determinado comprimento que fica suspensa na cabeça do poço. O suspensor é para suspender o *Tubing* da coluna de produção. Apoiar o suspensor e apertar os parafusos de travamento.

18. Instalar redução de 2 7/8 EU × 2" LP + válvula de 2"× 2000 psi, fechada e com manómetro de pressão ou keroteste. Preparar para desmontar e mover para poço seguinte, deixando a locação

¹⁰ Chave flutuante é um ferramenta utilizado para aplicar ou quebrar o torque entre duas juntas de tubo

limpa. Na figura 44 está representado o esquema do poço no final da fase II de perfuração, durante o tempo de espera da SPT (sonda de produção e testes).

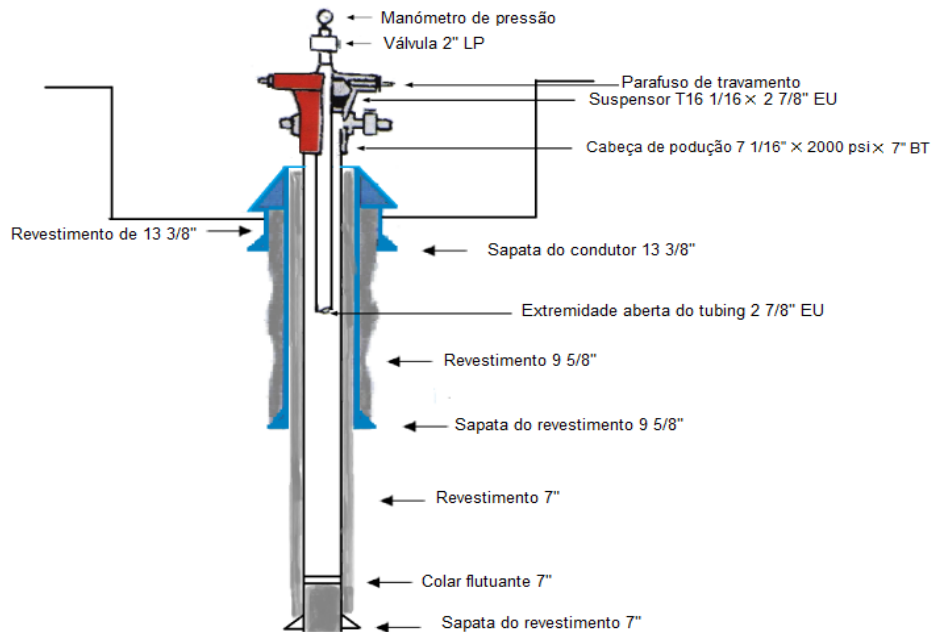


Figura 44- Esquema do poço no final da fase II.

4.5.2.4. Abandono

Apesar das operações de abandono de um poço não gerarem receitas, por questões ambientais e comprimento da legislação local devem ser realizadas com o maior cuidado. Estas operações devem garantir o completo isolamento do poço, criando barreiras de fluxo, para impedir a contaminação de lençóis freáticos, oceano ou mesmo do solo, por fluxo de fluidos de zonas mais pressurizadas e impedir que estes cheguem à superfície. O abandono de poços normalmente é feito através de tampões de cimento e tampões mecânicos, colocados em áreas consideradas como as mais susceptíveis, de acordo com a legislação, sendo que o isolamento dos intervalos produtores e à superfície do poço (constitui a última barreira) são *obrigatórios*. Assim, caso se decida abandonar o poço, proceder segundo as regras actualizadas da entidade reguladora, neste caso, da Agência Nacional de Petróleo (ANP). Na figura 12 dos anexos A pode-se observar um esquema indicativo dos procedimentos para abandono.

O programa de abandono final é emitido na altura e é feito com base nas condições em que o poço se encontrar e na identificação dos intervalos a isolar. Tal como a maior parte das operações em poços, os tampões depois de colocados são testados para confirmar o isolamento efectivo.

4.5.2.5. Fase III: Avaliação e completação

A coluna de produção será assim composta pelo seguinte equipamento:

- Bomba BCP NETZ SCH Mod. NTZ 350"100ST20. Bomba BCP é uma bomba de deslocamento positivo que proporciona elevação artificial, e é conhecida como bomba de cavidade progressiva. É constituída por um rotor helicoidal dentro de um estator formado por uma série de cavidades separadas. A medida que o rotor gira no interior do estator formam-se cavidades celadas, entre a superfície de ambos, que se deslocam progressivamente, transportando o fluido para a superfície.
- Motor eléctrico 15CV VI polos, 220/380V, 60Hz, TRIF.TFVE. IPW-55, V6, ISOL a prova de explosão.
- *Tubing 2 7/8" EU 6,4 lbs/ft. Tubing* são os tubos da coluna de produção.
- Hastes de bombeio de 7/8". As hastes de bombeio são varas de aço que são enroscadas umas as outras a partir da bomba até a superfície para dar o movimento de transmissão da rotação a Bomba.

O cálculo da profundidade em que será instalada a bomba BCP é realizado em função dos resultados obtidos durante a avaliação dos poços, e a sua descida e instalação será feita de acordo com as normas padrão.

- Preparação das operações

1- Garantir que todos os acessórios e componentes necessários para instalação da BCP tais como rotor, estator, haste polida, coluna de hastes de 7/8", hastes curtas, clampes, reduções e ferramentas de manobra, estejam disponíveis.

2- Confirmar se as roscas do estator, reduções, rotor são compatíveis com a coluna de hastes de 7/8". Certificar que a extensão da coluna de hastes disponíveis na locação é suficiente e verificar se o comprimento da haste polida está adequado à instalação, (de preferência usar no mínimo uma haste com o comprimento do rotor mais 3m, para permitir a lavagem da Bomba).

3- Certificar que o pino do dispositivo STOP PIN esteja instalado na extremidade inferior do estator. Verificar na locação, usando apenas a força manual, se o rotor entra facilmente no estator, inserindo-o até que entre e encoste no PINO do dispositivo do fundo.

4-Certificar que o suprimento de energia e cabos eléctricos se encontrem disponíveis antes de finalizar as conexões e assegurar o sentido de rotação (sentido horário).

5- Inspeccionar se as polias e correias (sistema de transmissão) estão adequadas para operar a bomba na velocidade requerida pela instalação e ter em atenção que a velocidade e vazão da bomba não deve ultrapassar a produtividade do poço. A coluna de produção e os *pump-joints*¹¹ disponíveis têm que ser gabaritados.

¹¹ Pump-joints são tubos curtos

6- Calcular a quantidade de hastes necessárias baseada na extensão da coluna de produção em que a bomba será instalada. O espaçamento previamente calculado e recomendado será de +/- 40 cm.

- Procedimento para teste de avaliação e completação

7. Inspeccionar as estradas de acesso e a locação antes do DTM. Antes de entrar na locação, observar se os blocos de ancoragem estão de acordo com as exigências e verificar as condições de segurança e meio ambiente para a realização das operações. A seguir, mover para a locação, preparar e posicionar equipamentos. Instalar manómetro (caso tenha sido retirado) e reportar pressão lida.

8. Observar o poço e aliviar caso exista pressão. Mesmo tendo em conta a baixa probabilidade de ocorrência, tomar todas as precauções com relação à presença de H₂S e verificar se existe perda do fluido (água industrial).

9. Instalar a sonda de produção e teste na locação. Retirar manómetro de pressão e válvula 2" LP e Instalar BOP e demais componentes, seguindo as normas da API.

10. Testar *kill* e *choques lines*, *manifold* e BOP com 300 e 1000 psi. A pressão de teste normalmente é até 75% do máximo da pressão de trabalho da cabeça do poço, ou em função da pressão máxima de formação esperada Na figura 7.4 observa-se o esquema do poço antes de se começar a operação de avaliação e completação.

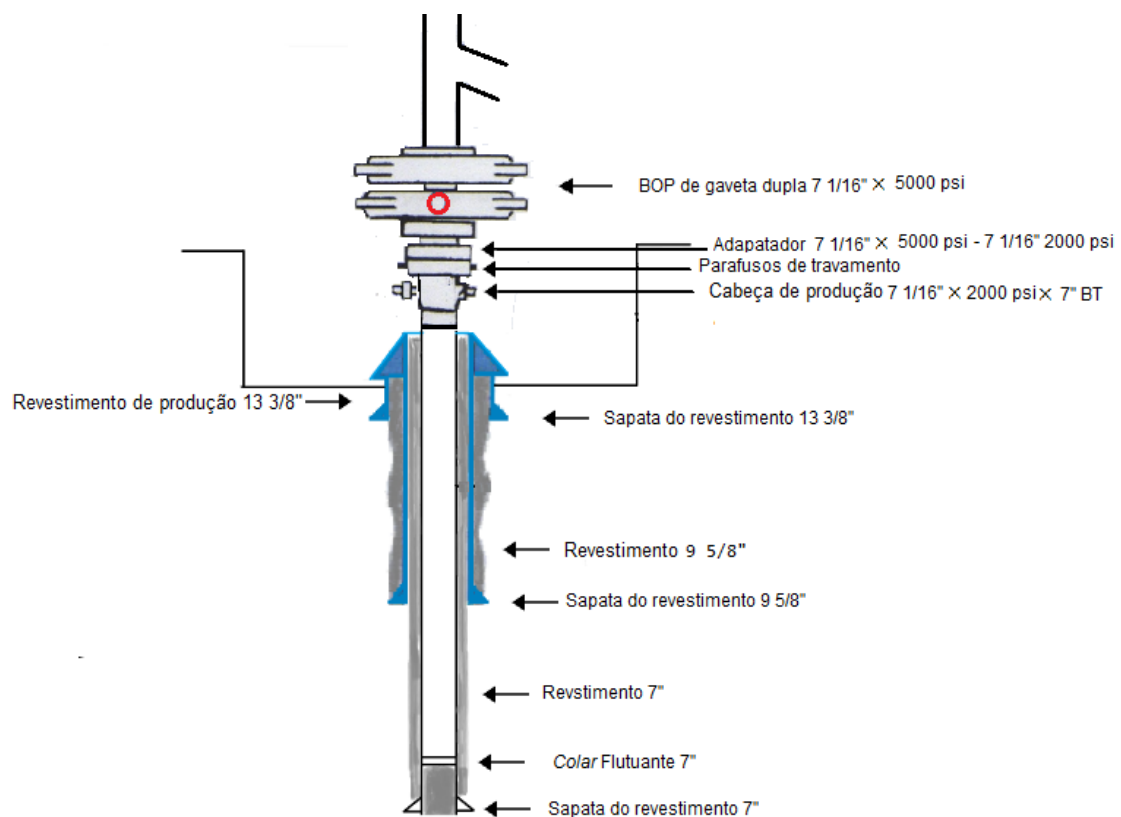


Fig. 7.4- Esquema do poço antes das operações de avaliação e completação

- Avaliação

11. Desapertar os parafusos da fixação do suspensor, levantar e retirar o suspensor com as juntas de $2 \frac{7}{8}$. Preparar e montar coluna com broca de $6 \frac{1}{8}$ " + raspador de 7" + 4 comandos de $3 \frac{1}{3}$ " ou $4 \frac{1}{4}$ " com coluna de $2 \frac{7}{8}$ EU, gabaritando todas as juntas até ao topo do colar. Reportar a cota encontrada. Testar revestimento e válvulas com 1000 psi durante 10 min.

12. Fabricar fluido de completação +/- $1,5 \times$ o volume do poço, composto de uma solução salina de peso 8,4 lb/gl, com traçador +/- 1 litro por 50 bbl de fluido. Em seguida, circular substituindo a água do poço por fluido de completação. Retirar a coluna com broca e montar equipamento da empresa de perfilagem. Correr as ferramentas de avaliação do cimento CBL/VDL_GR/CCL, correlacionar com os perfis anteriores e reportar a cota do colar.

13. Montar e correr os canhoneios observando todas as condições de segurança, e a seguir posicioná-los e correlacionar a profundidade. A operação de disparo dos canhões tem de ser acompanhada pelo Eng. fiscal e a correlação da profundidade acompanhada pelo geólogo.

14. Perfurar o intervalo predefinido e observar o poço para confirmar o estado balanceado. A seguir retirar a ferramenta de canhoneio, confirmar se todos os disparos foram efectuados e preparar o poço para se descer a coluna de teste de produção.

- Cimentação para abandono de intervalos produtores de água

Para abandonar intervalos produtores de água, efectuar *squeeze* de cimento por método de hesitação, conforme o procedimento a seguir:

15- Descer *packer* R-3 com uma cauda de +/- 9m (uma junta de *Tubing* abaixo do *packer*), e assentar este com a extremidade aberta do *tubing* de preferência no topo das perfurações. Com a unidade de cimentação, testar as linhas de cimentação com 2000 psi;

16-O gradiente de fracturação é de 0,70 psi/ft. Fazer teste de injectividade (não ultrapassando 500 psi) e reportar a injectividade sem fracturar a formação (pressão e vazão bbl/minuto). Notar se houve ou não retorno pelo espaço anular;

17.Fabricar e deslocar a pasta de cimento até a frente das perfurações, injectando na formação a frente do tampão de lavagem, não excedendo a pressão e vazão encontrada no teste de injectividade. O tampão de lavagem(água com produtos solventes) é usado a frente da pasta de cimento para facilitar a injeção da pasta através das perfurações.

18. Iniciar o *squeeze* do cimento pelo método de hesitação, nunca ultrapassando a pressão de fracturação. Pressurizar até 400/500 psi, no máximo e esperar a descida da pressão até 100 psi, repetindo a operação por tentativas injectar/esperar, até a estabilização da pressão durante 30 à 60

minutos, reportando o volume de pasta injectado na formação, (normalmente +/- 3 bbl). Durante o *squeeze* observar o espaço anular para controlar a vedação do *packer*;

19. Depois de 60 min de pressão estabilizada, fechar pipe rams, preparar a linha para circulação inversa com retorno para a superfície, e fazer circulação inversa duas vezes o volume da coluna, notando se houve retorno da pasta de cimento.

10. Retirar coluna com *packer* R-3 e descer coluna com broca 6 1/8" e raspador. Em seguida, circular para limpeza do poço, retirar coluna com broca e voltar a descer coluna com *packer* R-3 para testar o intervalo cimentado com 400 psi. Se estiver tudo bem, fazer um dry teste com pistoneio. *Dry teste* é retirar toda a coluna hidrostática acima das perfurações cimentadas fazendo pistoneio, se houver produção de água, a cimentação não ficou boa, e se não houver alguma produção o cimento ficou bom e as perfurações tapadas.

- Procedimentos para efectuar testes de identificação de fluidos (TIF)

Para limpeza, avaliação da produção e identificação do fluido:

21. Descer a coluna de 2 7/8" TBG¹² com *packer* r-3, com uma cauda de +/- 9m (uma junta de *Tubing* abaixo do *packer*). Assentar *packer* de maneira a que a extremidade aberta da cauda fique em frente das perfurações e fazer pistoneio de acordo com o programa de avaliação.

- Procedimento de pistoneio

37. Instalar equipamento e iniciar o pistoneio, com intervalos de 15 min durante uma hora (4 golpes), fazendo a coleta das amostras no primeiro e último pistoneio;

38. Baixar até 5m acima da cota do *packer* e fazer pistoneio com intervalos de 15 min, durante duas horas (8 golpes), fazendo coleta das amostras no primeiro e ultimo pistoneio. 15 min. é o tempo calculado para determinada produção, ou seja, para a subida do fluido dentro do *tubing* que corresponde a determinado volume.

39. Se necessário confirmar pistoneio de 30 em 30 minutos até estabilização da vazão. Preencher e reportar correctamente a folha de pistoneio.

-Reportar resultados para decisão de abandono ou produção

- Caso óleo: pistonear até a estabilização da vazão
- Caso óleo e água: pistonear até perfeita identificação e percentagens correspondentes
- Caso água: dar o teste por encerrado e começar os preparativos para *squeezar* o intervalo com cimento, segundo indicações do representante da empresa.

¹² TBG-abreviação de tubing

Após o término dos testes, em função dos resultados da avaliação, será definido um programa de completção.

- Programa de completção com bomba de cavidade progressiva (BCP) NETZSCH NTZ_350*100 S T20

22. Retirar o equipamento de pistoneio e conectar estator ntz-350*-100s T20, + redução 2 7/8 NU× 2 7/8 EU, com ancora de torque AT-2826. Vai-se descendo e gabaritando coluna de 2 7/8" EU com estator e âncora de torque na extremidade. Posicionar extremidade do estator a +/-5 m do topo do intervalo produtor;

23. Conectar suspensor T-16 de 7 1/16 ×2 7/8 EU e alojando na cabeça do poço. Retirar BOP, instalar um T de fluxo de 3 1/8×2000 psi com duas saídas laterais de 2" LP e instalar BOP de hastes equipado em 7/8", conectar rotor- 09U41C. T de fluxo é uma cabeça em forma de T com saídas laterais de produção.

24. Descer coluna de hastes de 7/8", com rotor na extremidade;

25. Balancear alongamento da coluna de hastes espaçamento de 0,45m. É o que corresponde ao alongamento da coluna, tendo como ponto de referência o pino.

26. Instalar cabeçote de accionamento NHD-050-DH-020-DH9 da BCP. Accionar a rotação da bomba, obtendo lenta e progressivamente a vazão desejada em função da produção avaliada. Na figura 45 pode-se observar o esquema final do poço.

27- Por fim, Desmontar a sonda, fazer DTM e entregar o poço a produção. Na tabela 6 dos anexos B observa-se o cronograma das operações realizadas.

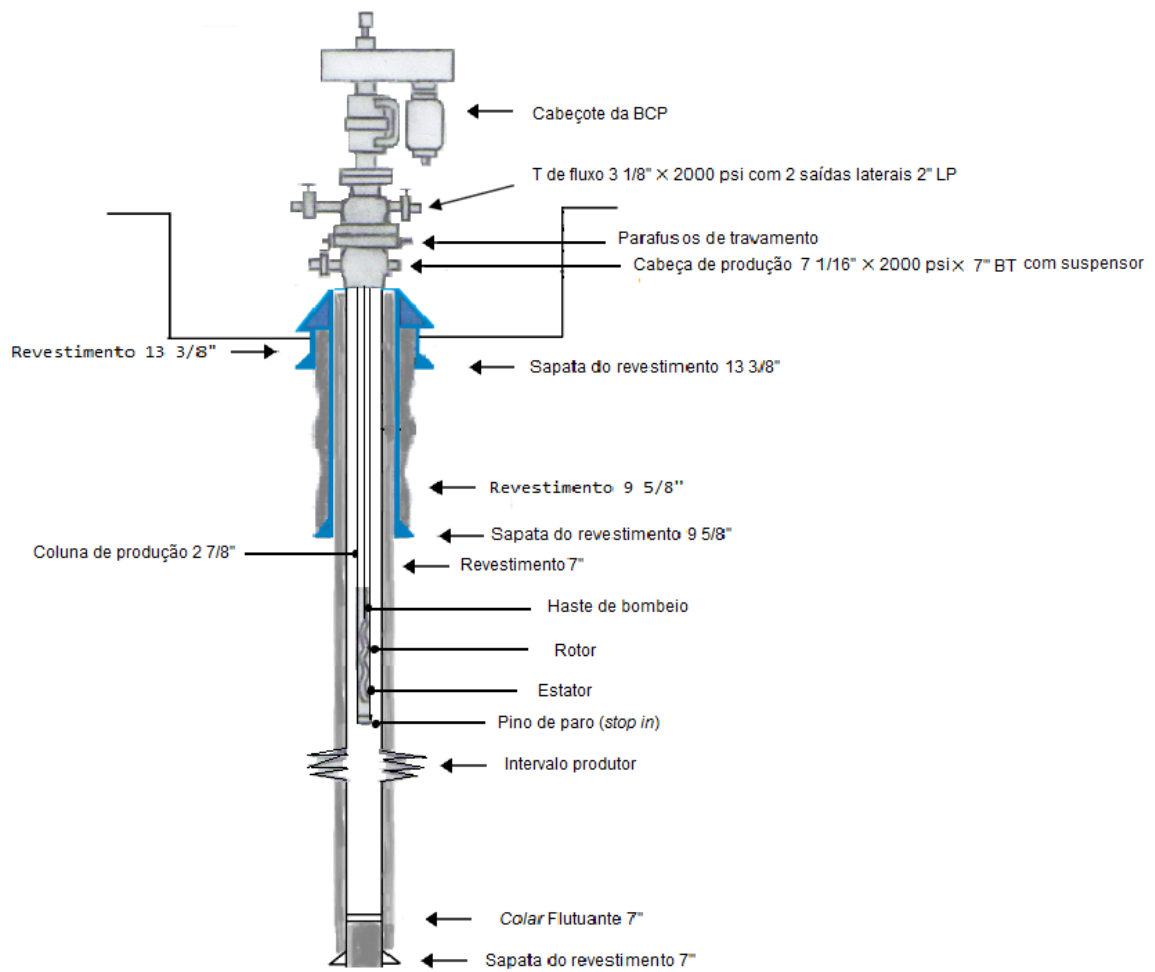


Figura 45- Esquema do poço no final da completção.

7. Conclusão

Uma vez que o sucesso na perfuração de um poço é condicionado pela forma como as operações de perfuração são dimensionadas e realizadas, a análise destas operações é extremamente importante para a indústria petrolífera.

Os fluidos de perfuração constituem uma parte vital da perfuração. São responsáveis pela estabilidade do poço, e servem como fonte de indicação das condições em que este se encontra. Para além das funções que possuem, é importante que apresentem características especiais que garantam uma perfuração segura, eficiente e rápida, e devem ser formulados de modo a: serem quimicamente estáveis e inertes, para não causarem danos as formações, facilitarem a recolha de informação, aceitarem qualquer tratamento, seja este físico ou químico, permitirem fácil separação dos *cuttings*, não dificultarem a aderência do cimento às paredes do poço.

Como as propriedades das formações não são iguais ao longo de todo o poço, principalmente no que toca as condições de pressão e temperatura à medida que a profundidade aumenta, torna-se impossível formular um único fluido que se adegue a todas as necessidades do poço. Por isso, ao longo da perfuração o poço é revestido, para garantir a estabilidade permanente das formações e por questões de segurança, revelando a importância das operações de cimentação.

A cimentação é uma operação que possui um grande impacto sobre as operações de completação, e conseqüentemente, sobre a produção. Para o seu sucesso devem ser considerados dois factores: a composição do cimento e a forma como este é colocado no poço. Assim como os fluidos de perfuração, a composição do cimento deve basear-se nas propriedades do poço.

Durante as operações de *coring*, para além das questões operacionais, é importante garantir que as amostras recolhidas sejam representativas da profundidade em que foram recolhidas, e devem ser tomados os devidos cuidados para que cheguem ao laboratório em estado de conservação.

As operações de completação basicamente destinam-se à preparação do poço para a produção. A escolha do método de completação e do material usado também deve ser feita em função das condições do poço, mas principalmente da comparação económica entre as várias opções.

Notar que as operações de perfuração realizadas em offshore são muito mais complexas que as operações *onshore*, principalmente nos casos em que a cabeça do poço é colocada no fundo do mar.

Assim, na perfuração de um poço: Propriedades como profundidade, pressão e temperatura influenciam todo o dimensionamento das operações. Todas as operações realizadas devem ser consideradas como críticas e realizadas tendo em conta as questões de segurança e de acordo com a legislação local. Como não existe espaço para falhas, já que operações de correcção podem implicar em custos elevados, a melhor abordagem é realizar cada operação de forma segura, económica e eficiente.

Glossário

Dado que na indústria petrolífera a maior parte das informações e termos usados, incluindo as principais definições e unidades específicas, têm normalmente origem na língua inglesa, e como muitos destes termos não têm tradução directa para o Português, neste trabalho em alguns casos optou-se por manter os termos originais, daí a utilidade deste glossário.

API - É a escala de densidades de petróleo mais usada, *American Petroleum Institute*.

Barril (bbl) - Unidade de medida de volume utilizada para o petróleo bruto e os seus produtos petrolíferos, que é equivalente a 42 galões U.S. e a aproximadamente 159 litros.

BHA (Bottom Hole Assembly) - Conjunto de equipamentos na extremidade inferior da coluna de perfuração, tais como broca, motor de fundo, estabilizadores, tubos pesados de perfuração.

Blowout - Produção descontrolada de gás, petróleo ou outros fluidos a partir de um poço.

BOP (Blow Out Preventor) - Preventor de erupção, obturador de segurança, constituído por um conjunto de válvulas de segurança instaladas na cabeça do poço para evitar a ocorrência de uma explosão à superfície.

Casing - Tubagem de metal inserida e cimentada num poço com a finalidade de garantir isolamento e a integridade das formações.

Caving - Cavidades formadas no poço ao longo da perfuração.

Coluna de perfuração - Coluna composta por tubos de perfuração, inclusive tubos pesados, componentes da composição do fundo do poço, brocas e demais ferramentas aplicadas na perfuração de poços, cujas funções consistem em aplicar peso e transmitir rotação à broca, conduzir o fluido de perfuração, manter o poço calibrado.

Colchão de lavagem - Fluido viscoso e de massa específica programável, usado para formar uma barreira mecânica entre a pasta de cimento e o fluido de perfuração, além de auxiliar na remoção do reboco, melhorando a aderência cimento-formação e cimento-revestimento.

Coring - Carotagem, operação de corte de uma amostra cilíndrica de formação (testemunho) através de um equipamento chamado coroa de carotagem.

Cuttings - Pequenos pedaços de rocha criados durante o processo de perfuração do poço através de acção da broca sobre as formações.

Densidade de circulação equivalente de fluido de perfuração (ECD) - Densidade efectiva do fluido de perfuração, exercida em uma formação a uma profundidade específica de um poço quando um fluido de perfuração está a circular.

Drill collars (DC) - Tubos pesados que constituem a coluna de perfuração

Drill pipes - Tubos da coluna de perfuração que tem como função fornecer a esta o comprimento desejado.

Drilling jar (coluna de percussão) - Conjunto de ferramentas descidas em um poço, utilizando-se a coluna de perfuração para efectuar batidas ascendentes ou descendentes com objetivo de libertar alguma tubagem presa no poço.

Drow works - É a peça responsável por enrolar e desenrolar o cabo de perfuração de uma sondade perfuração rotativa.

Estabilizador - Equipamento utilizado na coluna de perfuração, com diâmetro igual ou menor que o da broca, com finalidade de manter a estabilização da coluna. Durante a perfuração direcciona, serve para definir a tendência no controlo da trajectória.

Fluido de perfuração - Fluido que auxilia na perfuração de poços de petróleo.

Flow check - Teste para verificar se há retorno do cimento após o processo de cimentação

Geosteering - Ato de ajustar a posição do furo (ângulos de inclinação e azimute) em tempo real para alcançar um ou mais alvos geológicos. Essas mudanças são baseadas em informações recolhidas durante a perfuração geológica.

Heavy weight drill pipes (HW) - Tubos que constituem a coluna de perfuração colocados depois dos drill collars.

HPHT - Condições ambientais de altas pressões e altas temperaturas.

Kelly - É a primeira secção de tubos da coluna de perfuração quando se usa mesa rotativa, numa sonda de perfuração.

Kick - Influxo indesejado de gás para o interior do poço. Descontrole na fase da perfuração de poços, caracterizado pela repentina ocorrência de um valor da pressão da formação superior ao da pressão exercida pelos fluidos alimentados no poço.

Liner - Coluna de revestimento que não se estende até a cabeça do poço, ficando, ancorada internamente ao revestimento imediatamente anterior. Desta forma, o *liner* revestirá somente a área correspondente a última fase perfurada, implicando um menor custo, comparado ao revestimento convencional.

Log - A medição versus profundidade ou tempo, ou ambos, de uma ou mais quantidades físicas dentro ou em torno do poço. Os *logs* das medições durante a perfuração e o **logging** durante a perfuração também são tirados no fundo do poço. São também transmitidos para as superfícies pelos pulsos de lama, ou então registados no fundo do poço e recuperados mais tarde quando o instrumento é trazido à superfície. O *log* das lamas (**Mudlog**) descreve as amostras dos *cuttings* perfurados e são tiradas e registadas à superfície.

LWD (logging while drilling) - Aquisição de dados durante a operação de perfuração.

Mud - Lama.

Mudcake - Partículas sólidas da lama que se depositam nas paredes do poço após a infiltração dos fluidos da lama nas formações.

Mudmixer - Misturador de lama.

MWD (Measurement While Drilling) - Tecnologia que engloba todas as técnicas de registo de parâmetros mensuráveis durante uma perfuração.

Offshore - Campos ou explorações de hidrocarbonetos no mar.

Onshore - Campos ou explorações de hidrocarbonetos em terra.

Packer - Retentor utilizado no interior da coluna de perfuração para isolar o poço.

Perfilagem (Logging) - Operação de registo das características físicas das formações geológicas e dos fluidos presentes nas mesmas condições mecânicas do poço, através de sensores apropriados, cuja resposta é transmitida para a superfície através de cabos eléctricos ou LWD.

Pipe rams - É um dos mecanismos de segurança do BOP.

Psi - (pound force per square inch) libra força por polegada quadrada, é a unidade de pressão no sistema Inglaterra/americano: $\text{psi} \times 0.068948 = \text{bar}$; $\text{bar} \times 14.50368 = \text{psi}$. A conversão da pressão em psi para o SI (Sistema Internacional) é o Pa (Pascal), que é a relação entre a força em N (Newton) e a área em m^2 (metro ao quadrado), levando em conta que 1 libra = 4,448N e 1 polegada = 25,4 mm. Por exemplo: $10\text{psi} = 10 \times 6894,8 = 68948 \text{ Pa}$. Deve ser observado que 1 bar = 100 kPa (quilo Pascal). Para pressão de fluido é geralmente utilizado o bar e para tensões o Pa.

Reamer - Peça utilizada para alargar um poço previamente perfurado.

Rig - Sondas ou plataformas de perfuração.

Rift - É a designação dada em geologia às zonas do globo onde a crosta terrestre e a litosfera associada sofrem uma fractura acompanhada por um afastamento em direcções opostas de porções vizinhas da superfície terrestre.

Riser - Tubagens que fazem a ligação do poço no fundo do mar com a sonda de perfuração.

Rotary hose - Mangueira de uma sonda de perfuração, que faz a ligação entre o stand pipe e o swivel.

Sondas ou plataformas de perfuração - Equipamento utilizado para perfurar poços que permitam o acesso a reservatórios de petróleo ou gás natural.

Shale shaker - Peneiras vibratórias, que fazem parte do sistema de manutenção de fluidos de perfuração.

Stand pipe - Tubos disposto na vertical, pelo qual circula o fluido de perfuração numa sonda de perfuração rotativa.

Squeeze - Injecção forçada de cimento no poço para corrigir a cimentação primária.

Swivel - Designado por cabeça de injecção, é a peça responsável por fazer a ligação entre os elementos com rotação e os elementos sem rotação, numa sonda de perfuração rotativa.

Taxa de penetração - Parâmetro de perfuração que indica a velocidade com que a broca penetra na formação rochosa durante a perfuração de um poço de óleo ou gás.

Tubing - Tubagem de metal colocada no interior do *casing*, tendo a finalidade de permitir o escoamento dos fluidos entre o reservatório e a superfície.

Traveling block - Peça constituída por um conjunto de polias móveis, responsável por movimentar para baixo e para cima as cargas elevadas por uma sonda de perfuração rotativa.

Transdutor - Dispositivo que recebe um sinal e o retransmite, independentemente de conversão de energia.

Washouts - Erosão sofrida pelas paredes do poço devido a ação do fluido de perfuração.

Bibliografia

- Aird, P. (2008). *The Wee Land Rig Handbook*. Kingdom Drilling.
- Alvarez, N. M. (2009). *Caracterização da Indústria Petrolífera e do Georrecurso Petróleo*. Lisboa: Faculdade de Ciências e Tecnologia, Unviversidade Nova de lisboa.
- API, Recommended Practices for Core Analysis* (2ª ed.). (1998). American Petroleum Institute.
- ANP, Agência Nacional de petróleo, Brasil
- Azevedo, M.,(2011). *Análise Geomecânica Aplicada à Análise de Estabilidade de Poços*. Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de janeiro, Brasil.
- Andang, B., Yudi, S., Purnama, B., Nugroho, M., (2010). Dry Hole Revival Through Well Post ortem Evaluation. Proceedings, Indonesian Petroleum Association, Thirty-Fourth Annual Convention & Exhibition.
- BARROS, R. (2005). *Completação de poços*. Material didático. 44 páginas. Aracaju.
- Baker Hughes (1990). *Manuel Technique Fluides de Forage*, Vol. 1, Lons.
- Baker Hughes (1990). *Manuel Technique Fluides de Forage*, Vol. 2, Lons.
- Bourgoyne Jr., A. T., Millheim, K. K., Chenevert, M. E., & Young Jr., F. S. (1986). *Applied Drilling Engineering*. Richardson, Tx, USA: Society of Petroleum Engineering.
- Chevron and BP All Rights Reserved . *Drilling Training Alliance Cementing Manual 2007*.
- OORT, E. VAN (2004). *Best practices for drilling, casing & cementing of wells through salt*. Technical progress report, schlumberger.
- Completação, Curso Técnico de Petróleo da universidade Federal do Paraná*. Brasil.
- CHILINGARIAN, G., VORABUTR, P. (1981) - *Drilling and Drilling Fluids*, Developments in Petroleum Science 11, Elsevier Science Publishing Company, 729 p.
- Costa, D. O., & Lopez, J. d. (2011). *Tecnologia de Métodos de Controle de Poço e Blowout*. Rio de Jeniro: Universidade Federal do rio de Janeiro.
- FERNANDEZ, E.F., Junior, O., PINHO, A. (2009) *Dicionario do petroleo em língua portuguesa*. Exploração e produção de petróleo e gás uma colaboração Brasil, Portugal, Angola.
- Drilling Fluid processing Handbook, Gulf Professional Publishing*. (2005). USA: Elsevier INC.
- Drilling Fluids Manual, Drilling Training Alliance,(2007)*. Chevron and BP.
- Economides, M. J., Watters, L. T., & Dunn-Norman, S. (1997). *Petroleum Well Construcution,John Wiley & Sons*. Duncan, Oklahoma: Haliburton.
- Garcia, J. E. (1997). *A Completação de Poços no Mar*. Salvador, Brasil: Centro de Desenvolvimento de Recursos Humanos Norte-Nordeste, Petrobras.

- Garcia, O. (2003). Avaliação da influência da interação rocha-fluido na estabilidade de poços. Pontífica Universidade católica do Rio de Janeiro, Brasil.
- Gatlin, C. (1960). *Petroleum Engineering, Drilling and well Completions*. Englewoodwood Clifs, N.J., USA: Prentice-Hall .
- Guimarães, I., Rossi, L., (2007). Estudo dos Constituintes dos Fluidos de Perfuração: Proposta de Uma Formalização Optimizada e Ambientalemnte Correcta. ABPG, Brasil.
- Gomes, J. S., & Alves, F. B. (2007). *Universo da Indústria petrolífera, da Pesquisa aRefinação (1ª ed.)*. Lisboa, Portugal: Fundação Calouste Gulbenkian.
- Glossário Petrobras, Curso Técnico de Petróleo da Universidade Federal do Paraná
- Haliburton. *Petroleum Well Construction*, (1997). Duncan, Oklahoma.
- Lake, L. W. (2006). *Petroleum Engineering Handbook (Vol. II)*. Palisades Creek Drive, USA: Society of Petroleum Engineers.
- Malouf, L. R. (2013). *Análise e Discussão das Operações de Perfuração de Poços Terrestres e Marítimos*. Rio de Janeiro: Universidade Federal Do rio de Janeiro.
- Mordehachvilo, T.,(2029). As sondas de Perfuração e o Anticiclo do Petróleo. Departamento de Energia da Universidade Fedaral do Rio de Jeniro.
- QUINTELA, A. (2009). Hidráulica, Fundação Calouste Gulbenkian, Lisboa, 11ª ed.
- Recommended Practices for Core Analysis (2º ed.)*. (1998). American Petroleum Institute.
- Ribeiro, P. R. (2000). *Engenharia de Perfuração*. Departamento de Engenharia de Petróleo. Brasil: FACULDADE DE ENGENHARIA MECÂNICA, UNICAMP.
- Shankar, S. S. (2010). *Well Logging Techniques and Formation Evaluation, An over view*. Kaziranga: Industry Academia Workshop, Petroleum Federation of India.
- Thomas, J. E. (2001). *Fundamentos da Engenharia de Petróleo (2ª ed.)*. Rio de Janeiro, Brasil: Petrobras.
- Vieira, G. O., & Santana, A. P. (Jan./Jun. de 2011). Canhoneio em poços petrolíferos. *Cadernos de Graduação, Ciências exactas e tecnológicas* , pp. 11-24.
- Gluyas, Jon., Swarbrick, Richard (2006). *Petroleum Geoscience*. Australia: Blackwell Publishing. ISBN 978-0-632-03767-4,
- Darling, Toby (2005). *Well Logging and Formation Evaluation*. 1ª ed. Burlington, EUA: Elsevier, ISBN 0-7506-7883-6, American Petroleum Institute, 1998.
- Intitut Francais du Petrole Publitions, (February 1999). *Green Book Drilling hand book*. Paris, 7 edition. Editions Technip.
- Erik, Nelson et al., *Well Cementing*. 2ª Editiion, Sugar Land, Texas 77478.

Manual de Controle de Poços, Única- Segurança de poços, LTda.

Skalle, P. (2011). Drilling Fluids Engineering. Pal Skalle & Publishing APs.

Anexos A



Figura 1- Borca para alargar poços. (<http://portuguese.alibaba.com/product-gs-img/api-tci-piling-bits-reamer-bits-hole-opener-for-hd-drilling-657608707.html>).

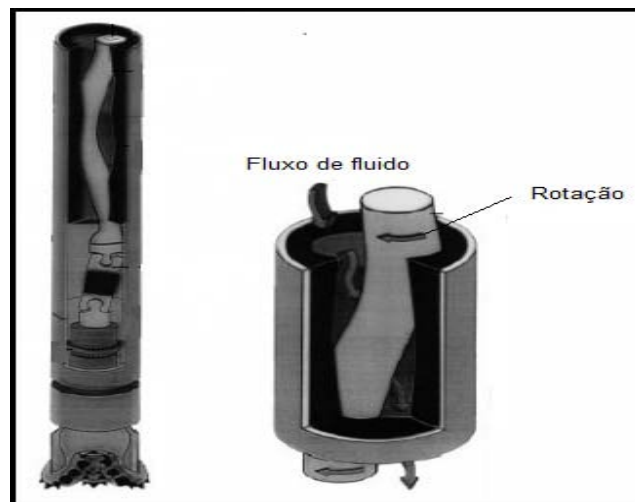


Figura 2- Motor de fundo e seu sistema de elastômetros. (http://www.nupeg.ufrn.br/downloads/deq0375/palestra_do_luciano_primeira_parte.pdf).



Figura.3- Bomba de lama do tipo triplex. (http://www.whitestarpump.com/docs/ad-article_po.pdf).



Figura 4- Painel do sondador (<http://www.csincusa.com/image.asp?pageID=0&page=1&photoID=37230>).

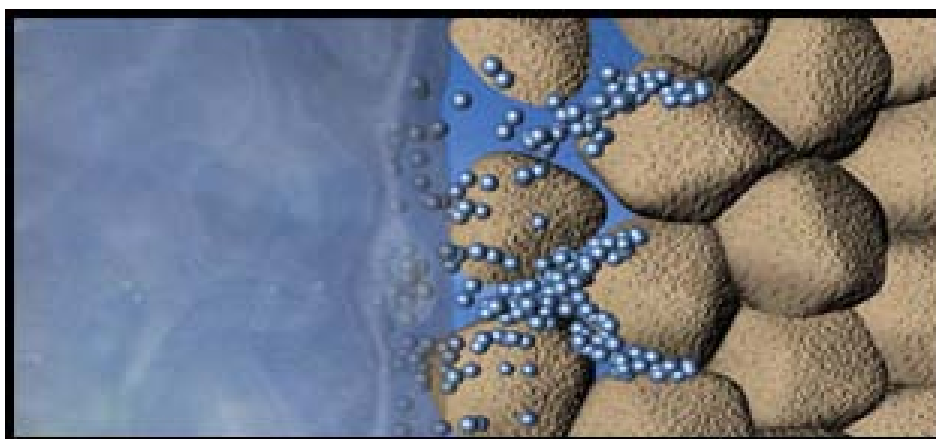


Figura 5- Reboco formado pelos sólidos de um fluido de perfuração à base de água. (<http://www.drillingcontractor.org/advances-in-high-performance-drilling-fluids-enhance-wellbore-strength-help-curb-loss-6426>).

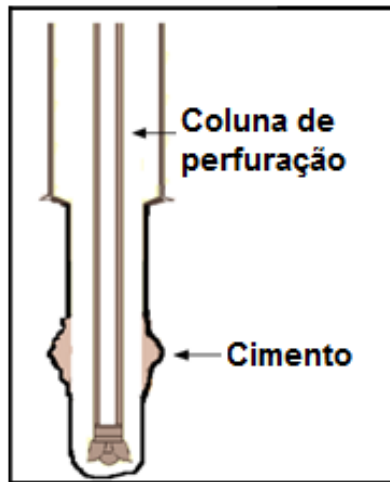


Figura 6- Aspécto do poço depois da perfuração do tampão de cimento.

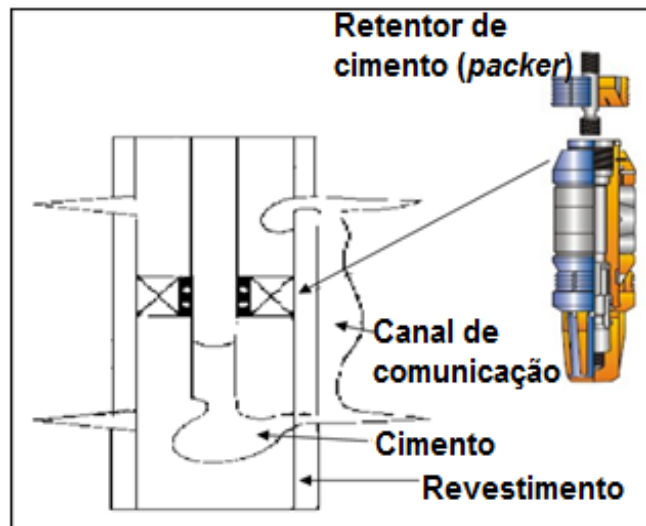


Figura 6- Técnica de recimentação com auxílio de um retentor. (Adaptada de Apostila Completação de Poços no Mar).



Figura 7 - Operação de carotagem. (Fonte: <http://www.nov.com/NewsItem.aspx?id=13707>).

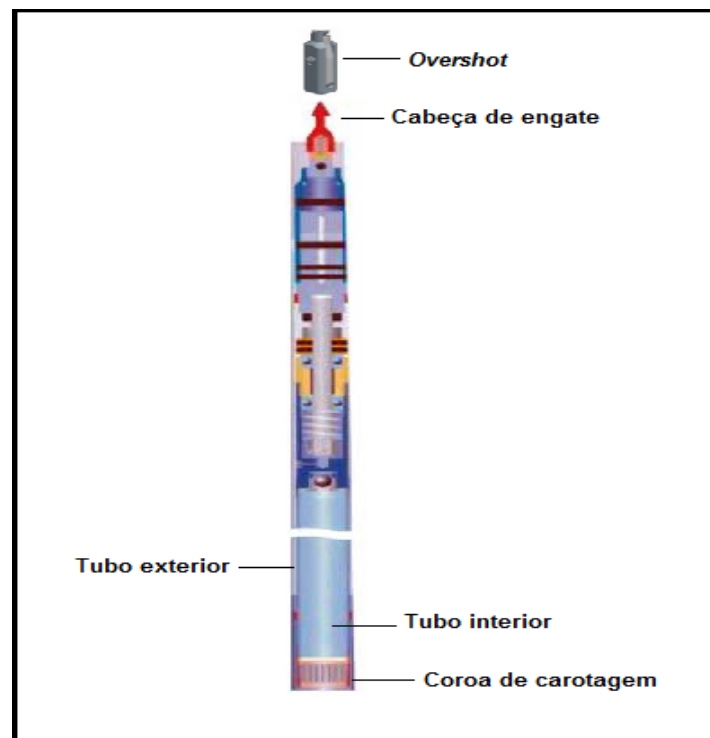


Figura 9- Amostrador típico para carotagem *wireline retrievable*. (<http://www.datc-group.in/diamond-core-barrel.htm>).

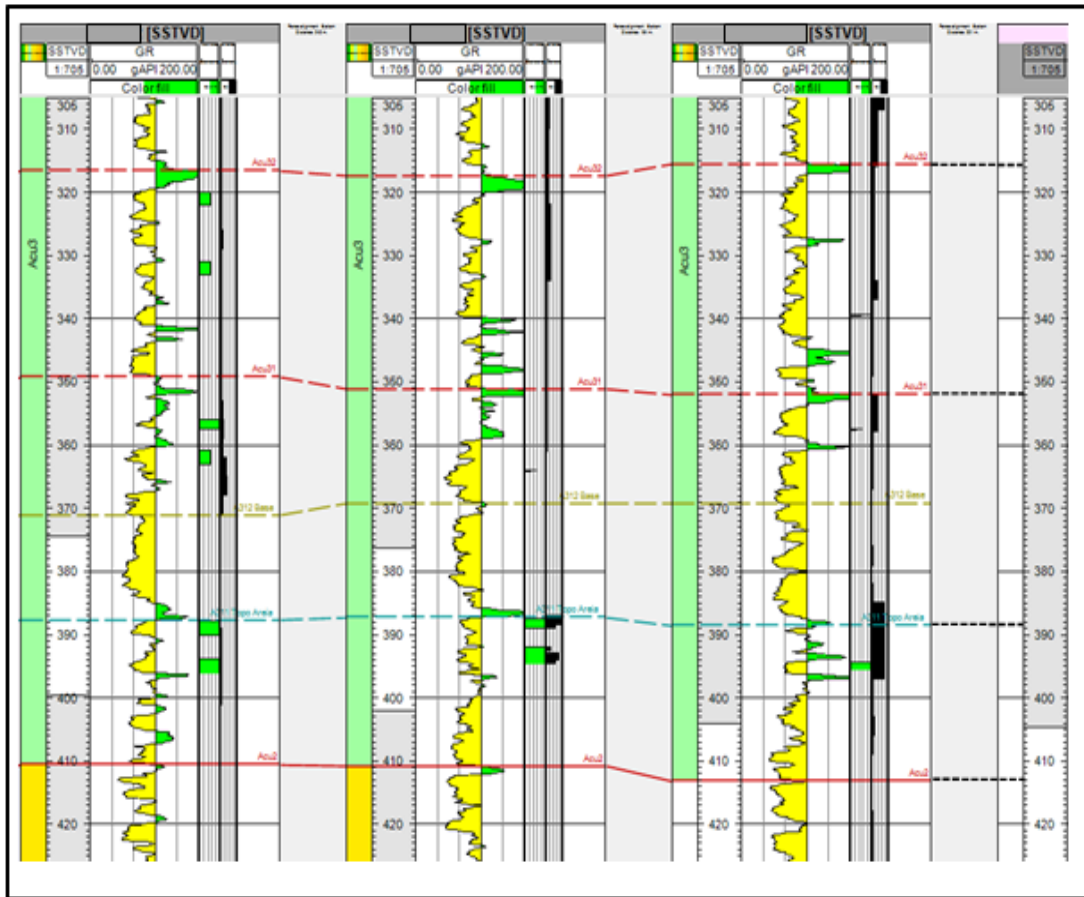
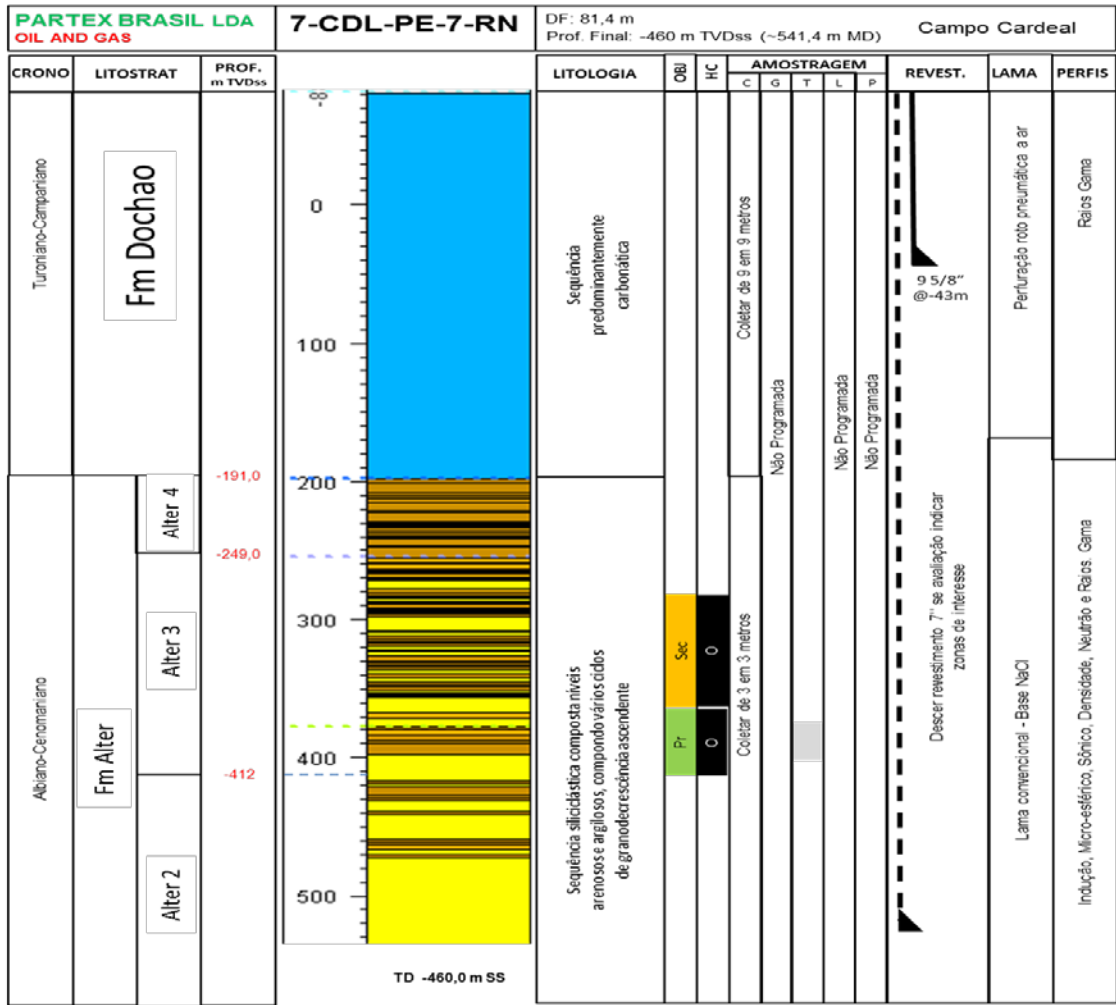


Figura 10 – Seção estratigráfica esquemática do caso prático.



Amostragem: C – calha, G – geoquímica, T – testemunho, L – lateral, P – paleontologia Objetivo: P – principal, S – secundário HC: O – óleo, G – gás O/G – óleo e gás

Figura 11- previsão geológica das operações, (caso prático).

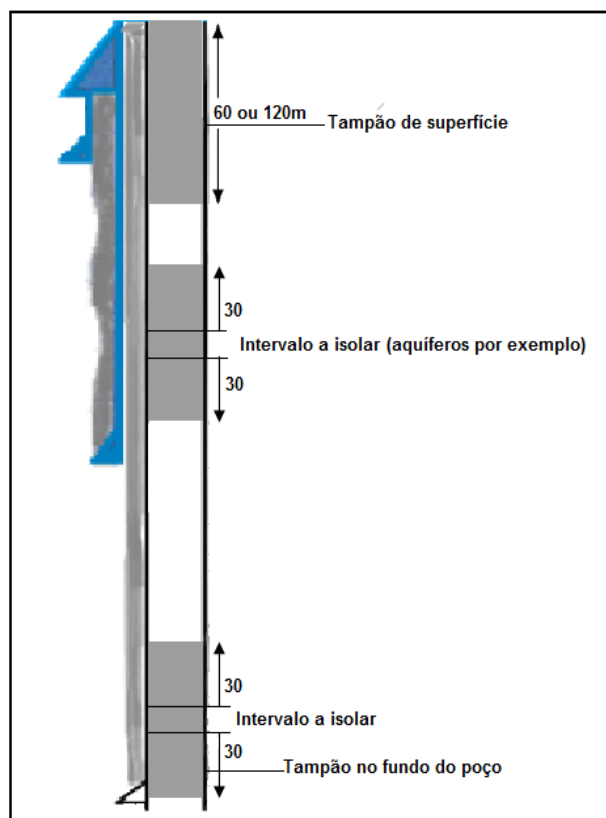


Figura 12-Exemplo de um esquema indicativo para abandono de poços.

Anexos B

Tabela 1. Dados básicos do poço

Nome do poço	AC1
País	Brasil
Bacia	Terrestre
Concessão/campo	Piriquito
Tipo de poço	Desenvolvimento
Operador	Partex Brasil (50%)
Poços de referência	ACE3 e ACE1
Elevação da mesa rotativa	5,80
Altimetria	77,4
Profundidade final	-460 m TVDss

Tabela 2. Previsões Geológicas

Unidade litoestratigráfica	AC1 TVDSS(m)	Poços de correção	
		AC3 TVDSS(m)	AC1 TVDSS (m)
Fm. <i>Dochão</i>	Superfície (+77,4)	Superfície (+79)	Superfície (+81)
Fm. Alter	-191	-191.8	-192
Mb. Alter 3	-249	-248.8	-249
Topo zona produtora	-387.5	-388.5	-387.2
Mb. Alter 2	-412	-413.1	-410.8
Profundidade final	-460	-457	-684.5

Tabela 3- Programa de perfilagem

Corrida	Tipo	Detalhe	Profundidade
1	Perfis	Raios gama	TD até a superfície
		Caliper; SP; Raios Gama; Sónico; Indução, Microesférico; Neutrão; Densidade	TD até cerca de 25m dentro da Fm. <i>Dochão</i>
2	TFC	Contingente à ocorrência de indícios; amostragem de pressão e fluidos a decidir posteriormente	TD até cerca de 25m dentro da Fm. <i>Dochão</i>

Tabela 4. Matriz de análise de risco

Fase	Risco	Impacto	Probabilidade	Resposta
I	Má cimentação do revestimento de superfície	Alto	Baixa	Deslocar um colchão de brita seguido de areia pelo anular e fazer uma cimentação complementar até à superfície
II	Desenroscamento do revestimento de superfície	Alto	Baixa	Usar araldite industrial nas juntas, torqueando o mais próximo possível do triângulo limitador
II	Perdas de circulação	Alto	Baixa	Combater com material de perda ou com tampão de cimento em casos severos
II	Kick de gás	Muito alto	Muito baixa	Reagir ao kick o mais rapidamente possível devido à profundidade rasa; chocar as pressões à cabeça não deixando ultrapassar os 200 psi; O ESCP deverá ser utilizado de forma semelhante a um DIVERTER
II	H ₂ S	Muito alto	Muito baixa	Monitorar com sensor a presença de H ₂ S; caso seja detectado, usar 5 lb/bbl de esponja de ferro
II	Alargamento	Alto	Baixa	Utilizar jatos semi estendidos e

				vazão de 280 gal/min controlando a taxa de penetração; não circular muito tempo com a coluna parada, evitar repasses desnecessários e manter a reologia do fluido dentro dos limites programados
--	--	--	--	--

Tabela 6- Cronograma e sequência das operações

Operações :	Fase	Horas	Total (dias)
Com sonda roto-pneumática	DTM da sonda Roto Pneumática	6	
	Perfurar com 14" (6-9m)	4,5	
	Descer e cimentar condutor de 13 3/8"	1,5	
	Perfurar cm broca de 8 3/4" até cerca de +/- 264 da sup.	16	
	Alargar o poço para 12 1/4" até +/- 130m da sup.	15	
	Preparar, correr e cimentar revestimento de 9 5/8"	10	
	Sonda sem turno da noite	53	4,42
Com sonda rotativa	DTM da sonda rotativa	48	
	Preparar cabeça do poço	8	
	Furar em 8 1/2" até 472,6 mMD (8m/h), limpar poço e puxar para testemunho	50	
	2×Testemunhar 9m e puxar	24	
	Perfurar em 8 1/2" até 784,6 mMD (294m) (7m/h), limpar poço e puxar	66	
	Perfilagem	55	
	Descida e cimentação do revestimento	24	
	Outros	1,5	12,52
	DTM da SPT	12	
	Preparar cabeça de poço	4	
	Descer coluna com broca de 6 1/8" e rapador de 7"	8	

Sonda para teste	Substituir o fluido do poço pelo fluido de completação	3	
	Retirar coluna e preparar poço para perfilagem	12	
	Realizar programa de perfilagem	8	
	Realizar programa de teste	45	
	Retiragem e desmontagem da coluna de teste	15	
	Descer tubo e BPP	6	
	Realização de segundo teste de produção	45	
	Correr completação, montar BCP e cabeça do poço, DTM	35	8,04
	Total poço	599,50	24,98