6 Referências Bibliográficas

ALBERT, F. et al. Influence of different laser operation regimes on the specific energy required for rock removal in oil and gas well drilling application. **Proceedings of the SPIE Digital Library**, [S.I.], v. 7386, p. 73860U-73860U-11, 2009.

ARGONE NATIONAL LABORATORY. **Laser applications laboratory**. [S.I.], 2010. Disponível em: http://www.ne.anl.gov/facilities/lal/laser_drilling.html>. Acesso em 26 maio 2014.

BAKHTBIDAR, M. et al. Application of laser technology for oil and gas wells perforation. In: SPE/IADC MIDDLE EAST DRILLING TECHNOLOGY CONFERENCE AND EXHIBITION, Muscat, Oman, 2011. **Proceedings...** Muscat, Oman: SPE, IADC, 2011. SPE/IADC 148570.

BATARSEH, S. et al. Well perforation using high-power lasers. In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 2003, Denver Colorado. **Proceedings...** Denver Colorado: Society Petroleum Engineering, 2003. SPE-84418.

BATARSEH, S. I. et al. High power laser application in openhole multiple fracturing with an overview of laser research; past, present and future. In: SPE SAUDI ARABIA SECTION TECHNICAL SYMPOSIUM AND EXHIBITION, 2012, Al-Khobar, Saudi Arabia. **Proceedings...** Al-Khobar, Saudi Arabia: Society of Petroleum Engineering, 2012. SPE Paper 160836.

BATARSEH, S.; GAHAN, B. C. Deep hole penetration of rock for oil production using ytterbium fiber laser. In: SPIE HIGH-POWER LASER ABLATION, 5., 2004, Taos, NM. **Proceedings...** Taos, NM: SPIE, 2004. SPIE poster 5448-98.

BAZARGAN, M. et al. Using the laser irradiation to improve the rate of production of Iran south west formation. In: SPE KUWAIT INTERNATIONAL PETROLEUM CONFERENCE AND EXHIBITION, 2012, Kuwait. **Proceedings...** Kuwait: Society Petroleum Engineering, 2012. SPE-163284-MS.

BAZARGAN, M. et al. Utilization of larsez in petroleum drilling industry. In: INTERNATIONAL PETROLEUM TECHNOLOGY CONFERENCE, 2013, Beijing, China. **Proceedings...** Beijing, China: IPTC, 2013. IPTC 17019. BOLGER, J. A. Semi-quantitative laser-induced breakdown spectroscopy for analysis of mineral drill core. **Applied Spectroscopy**, [S.I.], v. 54, no. 2, p. 181-189, 2000.

BRAGA, A. M. B.; MARTELLI, C. **Broca a laser**. Rio de Janeiro: INPI: PUC-Rio, jan. 2008.

BRAGA, A. M. B.; MARTELLI, C. **Sistema e processo de perfuração a laser**. Rio de Janeiro: INPI: PUC-Rio, 25 nov. 2008a. PI 0806638-8 A2.

BRUKER. [S.I.], c2010. Disponível em: http://www.bruker.com.br/axs/espectrometriaRaiosX.html. Acesso em: 26 maio 2014.

DAWSON, J. W. et al. Analysis of the scalability of diffraction-limited fiber lasers and amplifiers to high average power. **Optics Express**, [S.I.], v. 16, no. 17, p. 13240-13266, 2008.

FIGUEROA, H. G. et al. Rock removal using high power lasers for petroleum exploitations purpose. In: INTERNATIONAL SOCIETY FOR OTICAL ENGINEERING'S INTERNATIONAL SYMPOSIUM ON HIGH-POWER LASER ABLATION, 2002, Taos, NM. **Proceedings...** Taos, NM: SPIE, 2002. SPIE 4760-89.

FITZGERALD, F. **Way out there in the blue**: Reagan, star wars and the end of the cold war. [S.I.]: Simon & Schuster, 2001. ISBN 0-7432-0023-3.

FORO ENERGY. [S.I.], c2013. Disponível em: http://www.foroenergy.com. Acesso em: 2 nov. 2013.

FREEDONIA GROUP INC. World mining equipment: industry study with forecasts for 2011 & 2016. [S.I.], March 2008. Study 2308. Disponível em: <www.freedoniagroup.com>. Acesso em: 26 maio 2014.

GAHAN, B. C. et al. Analysis of efficient high-power fiber lasers for well perforation. In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 2004, Houston, TX. **Proceedings...** Houston, TX: Society Petroleum Engineering, 2004. SPE 90661.

GAHAN, B. C. et al. Effect of downhole pressure conditions on high-power laser perforation. In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, Dallas, TX, 2005. **Proceedings...** Dallas, TX: Society of Petroleum engineering, 2005. SPE 97093.

GAHAN, B. C. et al. Laser drilling: determination of energy required to remove rock. In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND

EXHIBITION, 2001, New Orleans, Louisiana. **Proceedings...** New Orleans, Louisiana: Society Petroleum Engineering, 2001. SPE 71466.

GALVANAUSKAS, A. High power fiber lasers. **Optics & Photonics News**, [S.I.], v. 15, p. 42 47, 2004.

GRAVES, R. Star war laser technology applied to drilling and completing gas wells. In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 1998, New Orleans, Louisiana. **Proceedings...** New Orleans, Louisiana: Society Petroleum Engineering, 1998. SPE 49259.

GRAVES, R. M. et al. Comparison of specific energy between drilling with high power lasers and other drilling methods. In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, San Antonio, TX, 2002. **Proceedings...** San Antonio, TX: Society Petroleum Engineering, 2002. SPE 77627.

GRAVES, R. M.; O'BRIEN, D. G. Star wars laser technology for gas drilling and completions in the 21st century. In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, Houston, TX, 1999. **Proceedings...** Houston, TX: Society Petroleum Engineering, 1999. SPE 56625.

HALLADA, M. R.; WALTER, R. F.; SEIFFERT, S. L. High-power laser rock cutting and drilling in mining operations: initial feasibility tests. **Proceedings SPIE Digital Library**, [S.I.], v. 4065, no. 614, 2000. doi:10.1117/12.407383.

JAUNCEY, G. E. M. The birth and early infancy of x-rays. [S.l.: s.n.], 1945.

KERHAVARZI, R. Laser perforation for hidraulic fracturing in oil and gas wells. In: US ROCK MECHANICS 45th., GEOMECHANICS SYMPOSIUM, San Francisco, CA, 2011.**Proceedings...** San Francisco, CA: Arma, 2011. ARMA 11-115.

KERHAVARZI, R. et al. A neural network approach for predicting the penetration depth during laser perforation in limestone. In: US ROCK MECHANICS SYMPOSIUM, 44th., U.S.-CANADA ROCK MECHANICS SYMPOSIUM, 5th., 2010, Salt Lake City, UT. **Proceedings...** Salt Lake City, UT: Arma, 2010. ARMA 10-527.

KERHAVARZI, R. et al. Sensitivity analysis of the effective parameters during laser perforation in sandstone: a neural network approach. In: ISRM INTERNATIONAL SYMPOSIUM; ASIAN ROCH MECHANICS SYMPOSIUM – ADVANCES IN ROCK ENGINEERING, 6th., 2010, New Delhi, India. **Proceedings...** New Delhi, India: [s.n.], 2010a.

KERHAVARZI, R., JAHANBAKHSHI, R., GHORBANI, A. A neural network-based sensitivity analysis of reservoir-related parameters during laser perforation in downhole conditions in limestone. In: US ROCH MECHANICS, 45th., GEOMECHANICS SYMPOSIUM, 2011, San Francisco, CA. **Proceedings...** San Francisco, CA: Arma, 2011. ARMA 11-116.

KOBAYASHI, T. et al. Drilling a 2-INCH diameter hole in granites submerged in water using a CO2 laser. In: SPE/IADC DRILLING CONFERENCE AND EXHIBITION, 2009, Amsterdam, The Netherlands. **Proceedings...** Amsterdam, The Netherlands: SPE: IADC, 2009. SPE/IADC 119914.

KOBAYASHI, T. et al. Underwater laser drilling: drilling underwater granite by CO2 Laser. In: INDIAN OIL AND GAS TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 2008, Mumbai, India. **Proceedings...** Mumbai, India: Society of Petroleum Engineering, 2008. SPE 113177.

KOPPE, J. C. A Lavra e a indústria mineral: estado da arte e tendências tecnológicas. In: FERNANDES, F. R. C. et al. **Tendências tecnológicas Brasil 2015**: geociências e tecnologia mineral (Eds.). Rio de Janeiro: CETEM: MCT, 2007. ISBN 978-85-7227-243-8.

KURAWLE, I. et al. Laser, mono-diameter drillstring with resin spray casing completion. In: SPE OFFSHORE EUROPE OIL & GAS CONFERENCE & EXHIBITION, 2009, Aberdeen, UK. **Proceedings...** Aberdeen, UK: Society Petroleum Engineering, 2009. SPE 123305.

KURCEWICZ, J. A. **Desmonte com explosivo em lavra subterrânea de carvão**: avaliação do desempenho e utilização de ANFO. 2004. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2004. Disponível em: http://hdl.handle.net/10183/4014>. Acesso em: 26 maio 2014.

LIMPERT, J. et al. High-power ultrafast fiber laser systems. **IEEE Journal of Selected Topics in Quantum Electronics**, [S.I.], v. 12, no. 2, p. 233-244, 2006.

MAURER, W. C. **Advanced drilling techniques**. Tulsa, Oklahoma: Petroleum Publishing CO, 1980.

MENDES, A.; MORSE, T. F. **Specialty optical fibers handbook**. [S.I.]: Elsevier, 2007. p. 671-696.

MUSTAFIZ, S.; BJORNDALEN, N.; ISLAM, M. R. Lasing into the future: potentials of laser drilling in the petroleum industry. **Petroleum Science and Technology**, [S.I.], v. 22, no. 9, p. 1187-1198, 2004.

NILSSON, J. et al. High power fiber lasers. In: OPTICAL FIBER COMMUNICATION CONFERENCE AND EXPOSITION AND THE NATIONAL FIBER OPTIC ENGINEERS CONFERENCE, 2005, [S.I.]. **Proceedings...** [S.I.]: Technical Digest: Optical Society of America, 2005. Paper OTuF1.

PASQUINI, C. et al. Laser induced breakdown spectroscopy. **Journal of the Brazilian Chemical Society**, São Paulo, v. 18, no. 3, 2007.

PETROBRAS. Portal Petrobras. Rio de Janeiro, c2014.

RUSAK, D. A. Fundamentals and applications of laser-induced breakdown spectroscopy. **Critical Reviews in Analytical Chemistry**, [S.I.], v. 27, no. 4, p. 257- 290, 1997.

SAGGAF, M. M. A vision for future upstream technology. **Journal of Petroleum Technology**, [S.I.], v. 60, no. 3, p. 54-98, 2008.

SALEHI, I. A.; GAHAN, B. C.; BATARSEH, S. Laser drilling: drilling with the power of light. [S.I.: s.n.], 2007.

SALISBURY, W. W.; STILES, W. J. Earth boring apparatus employing high powered laser. US Patent 4066138, 1978.

SALISBURY, W. W.; STILES, W. J. Earth boring method employing high powered laser and alternate fluid pulses. US Patent 3998281, 1976.

SINHA, P.; GOUR, A. Laser drilling research and application: an update. In: SPE/IADC INDIAN DRILLING TECHNOLOGY CONFERENCE AND EXHIBITION, 2006, Mumbai, India. **Proceedings...** Mumbai, India: SPE: IADC, 2006. Paper SPE 102017 MS.

SNIDER, P. M. et al. Perforation damage studies in unconsolidated sands: part 2 – baseline studies and comparison of analytical mathods for quantifyng damage. In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 2000, Dallas, Texas. **Proceedings...** Dallas, Texas: Society Petroleum Engineering, 2000. SPE 63117.

TÜNNERMANN, A. et al. The renaissance and bright future of fibre lasers. **Journal of Physics B: Atomic, Molecular and Optical Physics**, [S.I.], v. 38, p. 681, 2005.

VALENTE, L. C. G. et al. Energy efficiency of drilling granite and travertine with CO2 laser and 980 nm diode laser. [S.l.: s.n.], 2012.

XU, Z. et al. Laser spallation of rocks for oil well drilling. [S.l.: s.n.], 2004.

Apêndice A - Tecnologias Convencionais

A completação é a interface entre a superfície do reservatório e a produção. Na completação de um poço de petróleo são utilizadas tecnologias convencionais, para realizar a conexão do reservatório com o poço de petróleo, criando um caminho para que o óleo contido na formação produtora possa fluir para dentro do poço e deste através da coluna de produção até a superfície.

No projeto de completação de um poço é definido como o óleo será produzido do reservatório para a superfície que é função do cenário onde o poço foi perfurado. Em algumas cenários, é possível que o óleo seja produzido através de poço aberto e, em seguida, pelo revestimento até a superfície.

No entanto, à medida que o cenário se estabelece em áreas mais hostis como em águas profundas ou regiões como o ártico, o desafio leva a necessidade de completações com maior complexidade nos equipamentos.

Tipos de completação:

Os poços podem ser produtores ou injetores. Completados para produzir óleo, gás e água ou injetar gás de hidrocarbonetos, água, vapor e resíduos de produtos como dióxido de carbono, enxofre, sulfureto de hidrogénio, etc.

Diferentes objetivos podem ser combinados ou aplicados simultaneamente como por exemplo, produzir pela coluna e injetar-se pelo anular. Um poço produtor de hidrocarbonetos pode ser convertido para poço injetor de água. Completações são freqüentemente divididos em completação inferior do reservatório sendo a conexão entre o reservatório e o poço, e a completação superior para conduzir do reservatório até as instalações de superfície. Algumas das opções são apresentadas nas Figuras 1.0 e 2.0.

O projeto de completação para um determinado de reservatório é definido em relação ao cenário, este vai direcionar as principais decisões como qual a trajetória do poço e inclinação, poço aberto versus poço revestido, Se é requerido

controle de areia e qual o tipo de controle de produção de areia mais apropriado, em face de necessidade de estimulação para melhorar a produtividade o mais adequado será com propante ou com ácido e a completação simples ou multizona, conjugadas ou seletivas.

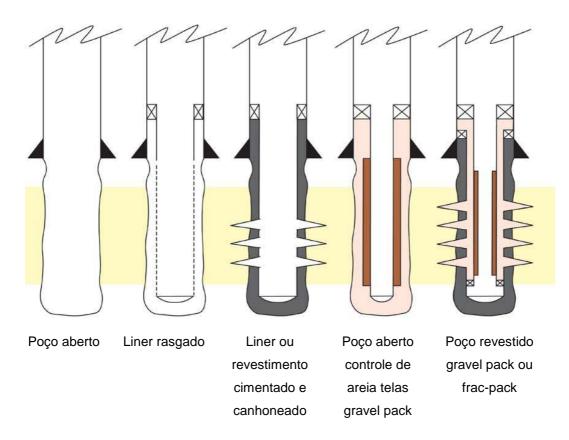


Figura 64 – Métodos de completação de reservatórios Fonte: Jonathan Bellarby (2009)

- Completação a poço aberto são aplicadas em formações consolidadas quando não é requerido que o poço seja revestido, neste caso não é realizada a instalação de completação dentro do poço, quando a perfuração atinge o topo da zona produtora, uma coluna de revestimento é descida no poço e cimentada no espaço anular. Em seguida, conclui-se a perfuração até a profundidade final.
- *Liner* pré-perfurado ou *liner* rasgado, respectivamente utilizados em carbonatos e arenitos (formações consolidadas), aplicados quando não é requerida cimentação para fixação do *liner* na formação.

- Revestimento ou *liner* cimentado e perfurado, aplicado quando é requerida a cimentação para fixação do revestimento ou *liner* na formação seguida de operação de canhoneio para conectar o reservatório ao poço.
- Poço aberto com telas de controle de areia e *gravel Pack*, aplicado em formações friáveis para evitar a produção de areia durante a produção do poço.
- Poço revestido com gravel pack or frac-pack.

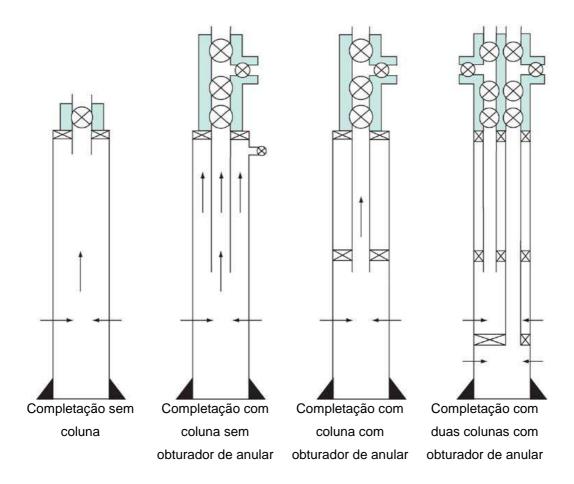


Figura 65 – Métodos de completação superior Fonte: Jonathan Bellarby (2009).

O projeto de completação superior de um poço é definido em função do tipo de elevação artificial que será aplicado (gás lift, bomba elétrica e outros), o diâmetro da coluna de produção, se a completação será simples (uma coluna) ou dupla (duas colunas) e a utilização de obturados de anular como isolamento entre a coluna e o revestimento (packer ou equivalente).

Cada completação de reservatório e configuração de coluna tem vantagens e desvantagens. As configurações de reservatórios e tubos não podem ser tratadas

de forma independente, cada interage e afeta um com o outro (NORSOK Standard D010, 2004).

Apêndice B - Canhoneio

A operação de canhoneio é destinada à criação de orifícios no revestimento, ou na coluna, com a utilização de explosivos, visando colocar em contato o interior do revestimento, ou coluna, com o meio externo circundade. Os tuneis criados comunicam o revestimento do poço com a formação produtora como visto na figura abaixo, através deste caminho o óleo pode ser escoado do reservatório para dentro do poço e através da coluna de produção até a superficie.

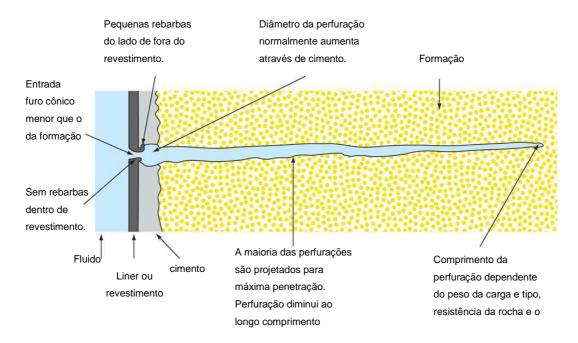


Figura 66 – Canhoneio imediatamente após a criação Fonte: Jonathan Bellarby (2009).

A ferramenta canhão, é montada com uma distribuição espacial das cargas previamente planejada, de forma que quando posicionado dentro do poço em frente aos intervalos de interesse, possa gerar um perfil apropriado para a melhor produção de óleo do reservatório para o interior do poço.

Canhão

Conjunto de cargas moldadas e acessórios

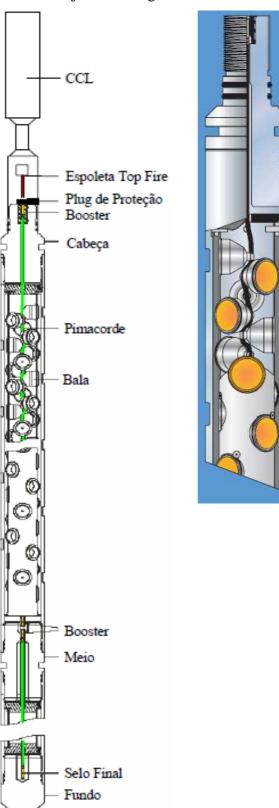




Figura 67 – Composição do canhão Fonte: Apresentação do Curso de canhoneio da Universidade Petrobras (Wellington Campos, 2010).

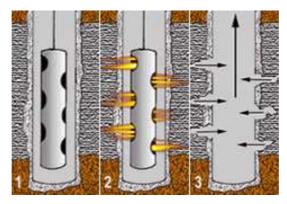


Figura 68 – Esquema de canhoneio em poço de petróleo Fonte: Apresentação do Curso de canhoneio da Universidade Petrobras (Wellington Campos, 2010).

Completações de poços revestidos cimentados e canhoneados são aplicadas em muitos campos de petróleo, sendo comum em áreas terrestres e também amplamente utilizadas em poços no mar, como no Mar do Norte. A aplicação também ocorre em poços revestidos e canhoneados e nos reservatórios areníticos que requerem controle de produção de areia como gravel Pack ou frack Pack como na Bacia de Campos.

Variáveis de projeto de canhoneio:

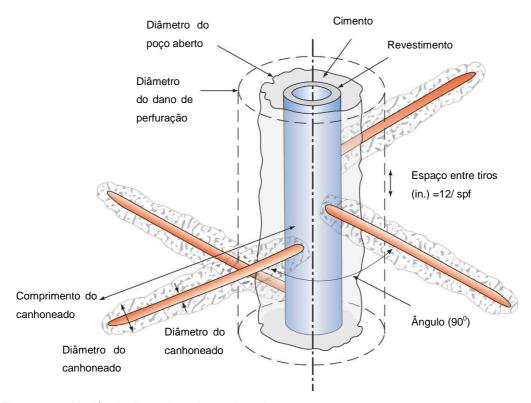


Figura 69 – Variáveis de projeto de canhoneio Fonte: Jonathan Bellarby (2009).

As completações de poços revestidos canhoneados apresentam várias vantagens, pela disponibilização de possíveis adaptações futuras, em relação à completação com poço aberto.

Completações de poços revestidos canhoneados

- Facilidade de aplicação de tratamentos químicos especialmente aqueles tratamentos que exige divergencia, acidificação e outros solventes químicos.
- Facilidade de uso com completações inteligentes ou onde o isolamento packers são usados, por exemplo, com portas laterais deslizantes (SSDs).
- Fechamento de zonas de água, gás ou areia através de técnicas simples,
 como tampões, sistema de straddle packers, compressão de cimento.
- Ultrapassagem da zona de dano pelo túnel do canhoneio.
- Permite planejar a inclusão de novas zonas produtoras no futuro.
- Programar reperfuração de zonas plugueadas por incrustações
- Realizar estimulação por fraturamento hidráulico simples ou múltiplo
- Aplicar o uso de válvulas do tipo "sliding sleeve"

Completação à poço aberto

- Excelente produtividade supondo o projeto de perfuração do poço realizado de forma eficiente.
- Zonas de alta permeabilidade perto do calcanhar do poço preferencialmente limpar com vazões iniciais elevadas.
- Áreas distantes do calcanhar do poço tem adicional desvantagens do poço de atrito as quedas de pressão e baixa para velocidades para remover o reboco.
- A principal desvantagem é o aumento dos custos, especialmente no que diz respeito a alto ângulo ou longos intervalos.
- Outra desvantagem é o aumento dos custos, especialmente com aplicação de seletividade de zonas em poços de produção ou de injeção.

Técnicas de canhoneio.

A perfuração de revestimento pode ser realizada através de diferentes técnicas, que são aplicadas de acordo com o cenário onde será completado o poço, o projeto é desenhado visando aplicar a técnica que melhor atender ao escopo planejado.

1. Canhoneio TCP

Operação onde o canhão é descido e posicionado por meio de uma coluna de trabalho, que pode ser uma coluna de produção ou de perfuração.

2. Canhoneio TCP "shoot and pull"

Canhoneio TCP em que o canhão é retirado após o disparo.

3. Canhoneio TCP com "auto release"

Canhoneio em que o canhão é liberado para o fundo do poço após o disparo, para permitir o teste de formação sem a necessidade de manobrar a coluna.

4. Canhoneio TCP orientado

Operação onde o canhão tem suas cargas previamente orientadas na direção da menor compressão natural da formação, com o objetivo principal de reduzir a produção de areia.

5. Canhão a Cabo

Técnica em que os canhões são descidos no poço utilizando cabo elétrico. Inclui a técnica de Canhoneio "Thru-tubing", onde o canhão é projetado para ser descido através da passagem restrita do interior da coluna de produção e ser disparado dentro do resvestimento ou liner de maior diâmetro que a coluna.

6. Canhoneio Sub-balanceado Estaticamente (UBS)

Técnica de canhoneio em que é estabelecido um diferencial de pressão entre a formação e o interior do poço, antes do disparo, com o objetivo de limpar os orifícios de canhoneio.

7. Canhoneio Sub-balanceado Dinamicamente (UBD)

Técnica de canhoneio em que é estabelecido um diferencial de pressão instantâneo entre a formação e o poço, resultante do uso de câmaras no canhão contendo ar à pressão atmosférica e cargas falsas. Esta técnica é usada para limpar os canhoneados e eliminar o dano à formação causado pelo canhoneio.

8. Canhoneio com propelente

Técnica em que o canhão é envolvido com uma camisa de um composto químico (propelente) que, no disparo das cargas, deflaga e libera certa quantidade de gases, os quais irão penetrar nos orifícios de canhoneio recém- criados, fraturando a rocha e estimulado a formação.

9. Canhoneio em Meio Ácido

Técnica de canhoneio em que um colchão de ácido é posicionado frente á zona de interesse antes do disparo, de modo que, após o disparo, o ácido penetre pelos orifícios recém criados, estimulando a formação.

10. Teste de Formação

Operação destinada a determinar parâmetros de reservatório relacionados à produtividade do poço, como permeabilidade, dano, pressão de poros, etc.

11. Teste de Formação a Cabo

Técnica destinada a colher amostras do fluido e parâmetros da formação por meio de canhoneio de um ponto no revestimento ou diretamente da formação.

12. Teste de Formação Seletivo

Teste realizado a poço aberto ou revestido, onde os intervalos a serem testados estão isolados por obturadores ("packers").

Tipos de canhoneio.

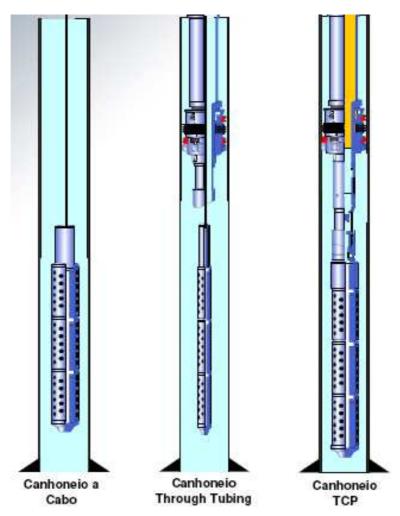


Figura 70 – Técnicas de canhoneio Fonte: Apresentação do Curso de canhoneio da Universidade Petrobras (Wellington Campos, 2010).

Canhoneio a cabo

- É operado antes da instalação da coluna de teste;
- Condição sobre-balanceada (overbalanced) pode causar skin, como resultado da invasão de fluido através dos perfurados;
- É a técnica mais simples dentre as três;
- Flexibilidade:
 - Penetração profunda, com diâmetro de entrada reduzido;
 - Penetração rasa, com grande diâmetro de entrada;
 - Variedade de fases.
- Exemplo: para o uso com técnicas de controle de areia, usualmente, deseja-se a maior densidade de jatos possível.
- Mais rápido para pequenos intervalos;

- Em altas temperaturas, o tempo de exposição é menor
- Limite de comprimento do canhão por descida (4 ½"=33m e 7"=22m);
- Limite de inclinação do poço = 65° .

Canhoneio através da coluna

- Também realizada a cabo;
- Thru Tubing descido a cabo por dentro da coluna para perfurar o revestimento;
- Tubing Punch para furar a coluna e equalizar a pressão do poço e anular;
- Condição sub-balanceada (underbalanced) já se está com todo o equipamento de controle de poço montado;
- Corrida através da coluna portanto sujeita ao seu menor diâmetro interno (drift);
- Cargas são pequenas. Desempenho bem inferior a do modo anterior.
- Tubing Punch para furar a coluna e equalizar a pressão do poço e anular;

Canhoneio TCP

- Acoplada a coluna;
- Underbalanced já se está com a coluna posicionada (segurança);
- pode perfurar intervalos bem extensos em uma só corrida;
- Cargas mais possantes podem ser usadas para grandes intervalos ganho na área exposta ao fluxo;
- Os canhões podem ser liberados após o disparo, caso haja espaço suficiente para sua acomodação (saco de poço, rat hole) – assim um PLT pode ser executado.
- Alto limite de comprimento; {7" até 950m e 4 ½" até 1.950m}
- Sem limite para inclinação do poço;
- Teste do poço após o canhoneio.

Tipos de canhoneio

Os diferentes tipos de canhoneio existentes, normalmente estão associados, com os componentes do canhão que vão gerar as perfurações nos revestimentos dentro do poço de petróleo. A seleção esta associada a características da rocha como a dureza da formação, solubilidade a ácidos e presença de fraturas naturais.

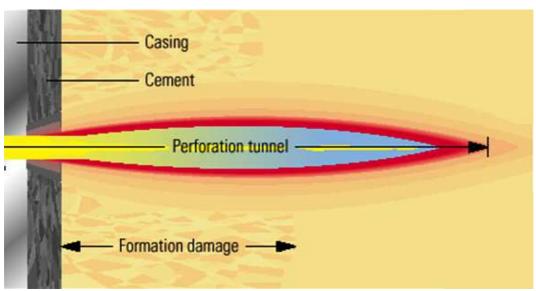


Figura 71 – Túnel canhoneado

Fonte: Apresentação do Curso de canhoneio da Universidade Petrobras (Wellington Campos, 2010).

• Canhoneio com balas

É um método de canhoneio onde se aplica uma bala de aço endurecida ou projétil disparada com uma carga explosiva, para abrir um túnel de canhoneio, indicado para ser utilizado em rochas bastante moles. Possui as características de deixar o projétil no final do túnel o que gera um dano na produção do poço, custo mais baixo comparativamente a outras técnicas e tem baixa aplicabilidade sendo raramente empregado.

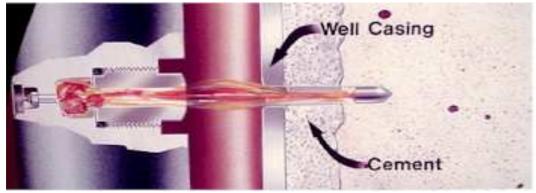


Figura 72 – Tunel perfurado por bala Fonte: Apresentação do Curso de canhoneio da Universidade Petrobras (Wellington Campos, 2010).

Embora durante muitos anos atrás a bala perfurante tenha sido usada para abrir intervalos revestidos e cimentados ao fluxo, uma grande maioria dos poços perfurados atualmente usar as cargas moldadas (às vezes chamado de jato perfurador). A bala perfurante ainda encontra um nicho aplicação na criação de um orifício de entrada com controle adequado para limitar a abertura visando operação de estimulação.

• Carga pré moldada

A carga moldada tambem conhecida como "Jet Guns", é o método mais aplicado atualmente na indústria de petróleo, sendo praticamente exclusivo para operações de canhoneio. A carga pré moldada possui a seguinte composição; Container, explosivo, camisa e espoleta ou detonador Figura 8.

Cordão de detonação

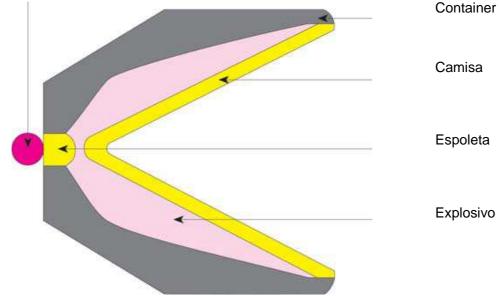


Figura 73 – Carga moldada Fonte: Jonathan Bellarby (2009).

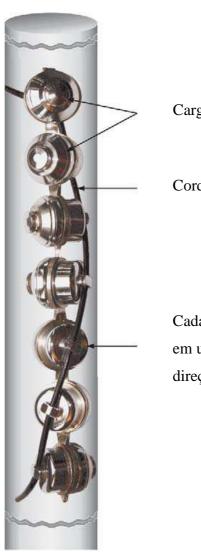
O processo de detonação da carga moldada:

- Alta velocidade do jato em torno de 7000 m/s,
- Alta pressão do jato contra o revestimento e a formação da ordem de 10⁶
 psi,
- A simetria do projeto da carga é essencial para a eficácia do canhoneio,
- Controle de qualidade no projeto e fabricação da carga moldada é essencial para o desempenho do processo.

Após a iniciação do processo de detonação da carga, uma onda de choque colide com o *liner* impulsionando o mesmo para o eixo de simetria. Na posição onde o material do *liner* colide entre si, ao longo do eixo de simetria pressões extremamente altas são desenvolvidas, resultando em um jato de material do *liner* que perfura o revestimento, cimento e a formação rochosa.

Os componentes da carga moldada são apresentados na Figura, com uma típica configuração dentro de um canhão de perfuração ilustrado na Figura. A quantidade de explosivo usado é pequena - tipicamente no intervalo entre 6 e 32g (0,2-1,1 ml), embora as cargas menores estejam disponíveis para revestimento de

pequeno diâmetro, cargas maiores podem ser usados para Big Hole (poço revestido com gravel pack). A energia explosiva da detonação é centrada em um sentido pelo container cónico. Isso reflete um monte de energia que volta em um pulso estreito. O relativamente ao forro de carga fina também desempenha um papel crítico em colapso sistematicamente e emergentes como um jato de alta velocidade de partículas metálicas de leito fluidizado. O pulso se move em torno de 30.000 pés / seg (20.000 milhas / h) e gera pressões entre 5 e 15 milhões psia.



Cargas moldadas

Cordão de detonação

Cada um dos pontos de carga em uma diferente direção de seus vizinhos

Figura 74 – Arranjo do canhão Fonte: Jonathan Bellarby (2009).

Nesta pressão deforma-se o revestimento e esmaga o cimento e a formação. Nenhum material do poço é destruído ou vaporizado no processo, de modo que os detritos (por exemplo, rocha triturada) criados precisam ser removidos, para se obter um canhoneio eficaz, antes de colocar o poço em fluxo.

A perfuração é completo (com exceção da afluência e remoção de sólidos) dentro de um milissegundo (Grove *et al.*, 2008).

Seleção de Explosivos

Existem diferentes tipos de explosivos. Eles variam em poder explosivo e estabilidade da temperatura. O principal explosivo utilizado é na forma de carga. Os explosivos detonam em velocidade supersônica. Explosivos secundários também são encontradas no cordão detonante e detonador. Explosivos secundários são difíceis de iniciar e exige normalmente um explosivo primário no detonador para iniciar a detonação. Por outro lado, pode iniciar explosivos primários por uma pequena quantidade de aquecimento (por exemplo, fio de resistência eléctrica), a fricção, impacto ou de descarga estática. Como tal, eles devem ser manuseados com cuidado e são evitados sempre que possível. A maioria dos explosivos são dadas siglas de três letras (TLAs) como mostrado na Tabela 2.3. A fonte dessas siglas é muitas vezes obscuro, debatidos e nem sempre relacionado à química. Observe a semelhança dos compostos químicos em toda a vulgarmente utilizado explosivos. TNT está incluído na tabela de comparação - o seu baixo ponto de fusão, enquanto que o torna muito útil para criar explosivos moldados limita a sua aplicação no poço.

O trem de explosivos

Componentes:

- *Detonador*, ou iniciador, para começar o processo explosivo;
- Cordão explosivo para transmitir a detonação às cargas;
- Cargas explosivas moldadas para penetrar.

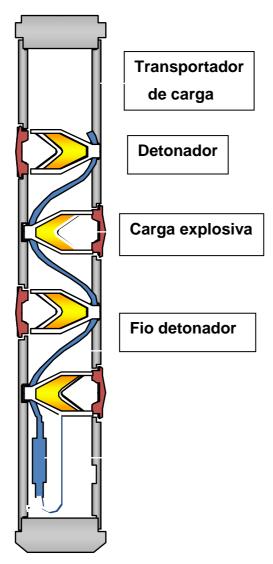


Figura 75 – Esquema do trem de explosivos Fonte: Apresentação do Curso de canhoneio da Universidade Petrobras (Wellington Campos, 2010).

Classificação de explosivos quanto à reação:

Altamente Explosivos

• Reação supersônica durante a detonação;

Explosivos altos

• Reação supersônica num processo chamado "detonação"

Explosivos baixos

- Reação subsônica num processo chamado "deflagração";
- Propelentes e pólvoras;

• Os explosivos baixos não são usados frequentemente em aplicações de canhoneio a jato.

Explosivos Primários e Secundários

Primários

- São altamente sensíveis a fontes de energia como calor, chama atrito, impactos e descargas elétricas estáticas;
- São usados só como iniciadores com o propósito de começar a detonação.

Secundários

- São menos sensíveis que os explosivos primários;
- Têm alguma dificuldade para iniciar a detonação, mas, uma vez iniciada, arrojam enormes quantidades de energia química em microssegundos;
- Os explosivos secundários mais utilizados na indústria petrolífera incluem o RDX, HMX, HNS, PYX.

A estabilidade da temperatura dos principais explosivos usados é mostrado na Figura 11 (Economides *et al.*, 1998a). A estabilidade do HTX é tipicamente abaixo, mas próxima da HNS. Como não é um composto puro, o desempenho pode variar de acordo com a formulação. Poder explosivo pode também variar com a densidade prensada e tamanho de grão (Baird *et al.*, 1998).

Essas curvas são determinadas experimentalmente, sem redução no desempenho explosivo observado se as limitações de tempo e temperatura são obedecidas.

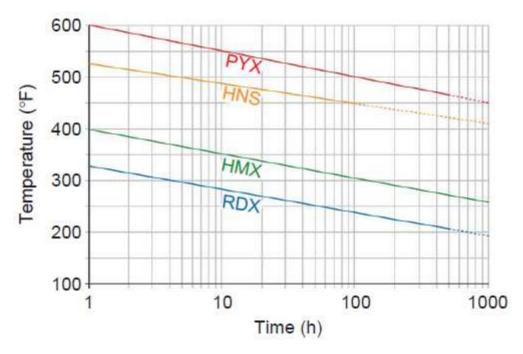


Figura 76 – A estabilidade da temperatura dos principais explosivos Fonte: Jonathan Bellarby (2009).

Geometria e Tamanho do Canhoneado

A geometria e tamanho de uma única perfuração de tiro em condições de fundo de poço. Claramente, uma única perfuração não pode ser considerada isoladamente, no entanto, é importante dispor de ferramentas que pode realisticamente predizem a geometria de uma única perfuração. A concepção geral de perfuração pode ser então optimizada com base no desempenho combinada de muitas perfurações adjacentes.

A geometria típica do furo da perfuração é mostrado na Figura 12. O buraco da é geralmente livre de rebarbas no interior, mas se a folga do canhão de caixa está apertado, uma pequena rebarba pode ser criado. A rebarba do lado de fora do invólucro está representada na figura , mas é menos preocupante.

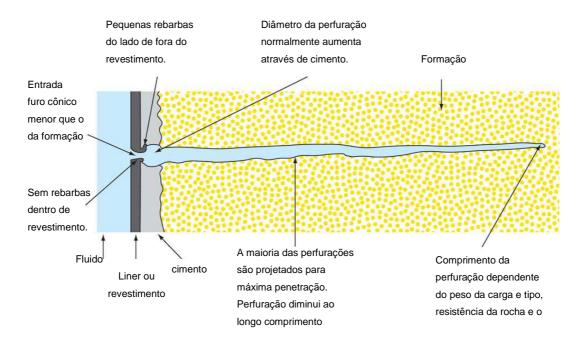


Figura 77 – Geometria típica de um canhoneio Fonte: Jonathan Bellarby (2009).

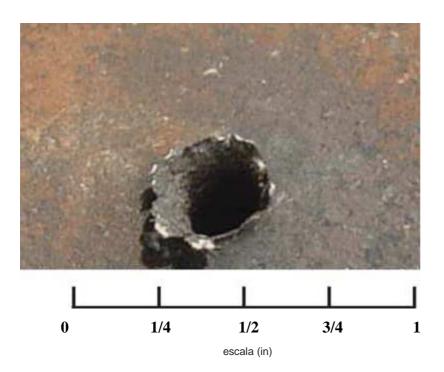


Figura 78 – No exterior do revestimento com uma perfuração de diâmetro pequeno Fonte: Jonathan Bellarby (2009).



Figura 79 – Container, a carga e a camisa Fonte: Jonathan Bellarby (2009).

Explosivos Secundários Usados em Aplicações em Campos de Petróleo

Explosivo	Fórmula	Densidade	Velocidade de	Pressão de
	Química	(g/cm3)	Detonação	Detonação
			(ft/esc)	(psi)
RDX				
Ciclotrimetileno	$C_3H_6N_6O_6$	1.80	28,700	5,000,000
Trinitramina				
HMX				
Ciclotetrametileno	$C_4H_8N_8O_8$	1.90	30,000	5,700,000
tetranitramina				
HNS				
Hexanitrostilbeno	$C_{14}H_6N_6O_{12}$	1.74	24,300	3,500,000
PYX				
Bis(picrilamino)-	$C_{17}H_7N_{11}O_{16}$	1.77	24,900	3,700,000
3,5dinitropiridina				

Figura 80 – Explosivos Secundários Fonte: Apresentação do Curso de canhoneio da Universidade Petrobras (Wellington Campos, 2010).

Tipos de carga

Carga BH ou "Big Hole"

- Ângulo do *liner* mais obtuso
- Construída para produzir um orifício de maior diâmetro, porém mais curto
- Energia mais dispersa que no caso de cargas DP
- *Liner* preferido de metal











Figura 81 – Seqüência da detonação da carga Big Hole Fonte: Apresentação do Curso de canhoneio da Universidade Petrobras (Wellington Campos, 2010).

Carga DP ou "deep penetration"

- Ângulo do *liner* mais agudo que no tipo "*Big Hole*" (BH)
- Construída para produzir orifícios mais finos, porém, mais compridos
- Energia concentrada no jato
- Liner preferido de metal em pó











Figura 82 – Seqüência da detonação da carga "Deep Penetration" Fonte: Apresentação do Curso de canhoneio da Universidade Petrobras (Wellington Campos, 2010).

O jato resultante não sofre fusão, consistindo de metal sólido com massa específica próxima ao que teria em temperatura ambiente.

O jato se comporta como um líquido, porque as pressões são muito maiores do que as tensões de escoamento e de ruptura do material do "liner"

Teoria da penetração

- Aço e rocha não sofrem fusão, mas escoam sem entrar no estado líquido
- A zona compactada tem permeabilidade reduzida, constituindo um dano
- A pressão é cerca de 10 vezes maior na entrada que na extremidade
- Os detritos deixados dentro do orifício após o disparo constituiem um dano e são denominados "slug" ou "carrot"

O choque contra a parede do orifício, com criação de uma zona compactada, e a presença de restos de material da carga dentro do orifício dificultam ou restringem o escoamento do óleo para o poço, constituindo "danos" removíveis.

Variáveis do canhão

Standoff (distância da carga até a parede do canhão)

 Pode ter um grande efeito no tamanho do orifício de entrada

Espessura de parede de canhões Scallop/port plug

 Afeta o orifício de entrada, com pequeno efeito na penetração

Acomodação da carga no canhão

- Interferência de carga com carga
- Interferência na detonação do cordão explosivo para a carga

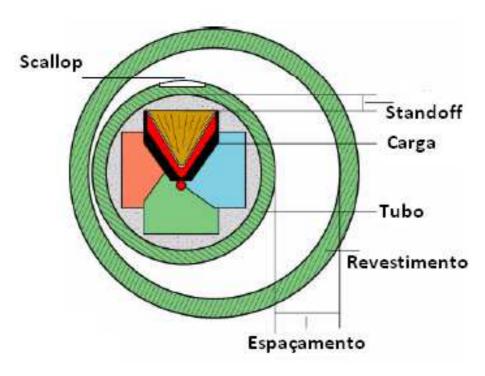


Figura 83 – Variáveis do canhão Fonte: Apresentação do Curso de canhoneio da Universidade Petrobras (Wellington Campos, 2010).

Variáveis que afetam a desempenho

- Espaço livre para o canhão
- Dureza do revestimento e da formação
- Tensão efetiva da formação
- Fluido no poço
- Temperatura (seleção do explosivo)
- Underbalance ou "cleanup

Processo de Penetração

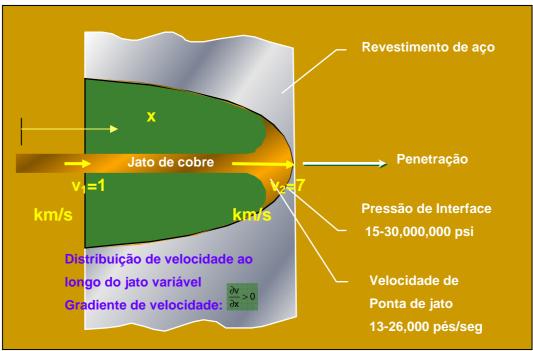


Figura 84 – Processo de penetração

Fonte: Apresentação do Curso de canhoneio da Universidade Petrobras (Wellington Campos, 2010).

O Processo da Penetração

Os primeiros modelos de penetração (1940s) assumiam que o jato e o alvo eram incompressíveis

- Esta hipótese permite desprezar a resistência dos materiais e as viscosidades. Esta hipótese se denominou <u>aproximação</u> hidrodinâmica
- Esta hipótese foi válida para a primeira etapa da penetração do jato desde que a pressão de impacto do jato (cobre) contra o revestimento é da ordem de 15 a 30 milhões de psi
- A resistência de um revestimento típico (alta-resistência) é somente na ordem de 100 mil psi

- Assim, materiais tão resistentes quanto o aço são realmente brandos, quando comparados com os esforços criados pelo impacto do *jet* a alta velocidade
- A temperatura desempenha uma parte desprezível no processo de penetração
- O tempo é rápido demais para uma transferência significativa de temperatura.
- A temperatura do jato (750°F a 1100°F) está abaixo do ponto de fusão do aço.

Entretanto, as evidências experimentais confirmam que a <u>aproximação</u> <u>hidrodinâmica</u> não é valida para todas as etapas da penetração. As porções mais lentas do *jet* geram pressões que não permitem desprezar a resistência de materiais. Thompson (1962) foi o primeiro em publicar dados mostrando que a penetração decresce em função do aumento da resistência da formação

$$\ln pform = \ln psamp + (Csamp - Cform) \times 10^{-3}$$

- Em 1962, Thompson foi o primeiro a publicar dados mostrando que a penetração diminui como função do aumento da dureza da formação
- Em 1978, Saucier e Lands mostraram que a penetração era uma função da força de compressão efetiva da formação em condições de fundo (overburden stress - pore pressure)
- Berhmann e Halleck (1988) notaram que as penetrações foram também função do tipo do alvo (concreto ou piche) e do desenho da carga

Efeito da dureza da formação

- A diminuição da penetração depende da carga
- A diminuição da penetração varia entre 0,5 in. a 1,75 in por 1000 psi de aumento em dureza ou resistência compressiva

Métodos de descida do canhão

Cabo

Arame

- Convencional
- Através da coluna de produção ou "through tubing" com subbalanceamento estático
- Sub-balanceado dinamicamente

Flexitubo

Coluna de produção (TCP)

Coluna de perfuração

Arame e Trator

• Em poços altamente inclinados e horizontais

Bombeio

Critérios de escolha do modo de descida

Critério técnico

- Tolerância a perda de fluido para a formação
- Conveniência de sub-balanceamento estático

Critério econômico

• Número de descidas

- TCP permite uma única descida, com liberação do canhão para o saco do poço e prosseguimento com teste de formação
- Cabo normalmente exige mais de uma descida, se o intervalo a canhonear for muito longo

Critérios de seleção

Performance

Profundidade de Penetração

- Diâmetro de Orifício
- Revestimento
- Características dos detritos
- Efetividade de fluxo ou producibilidade
- Consistência
- Custo

Técnicas disponíveis

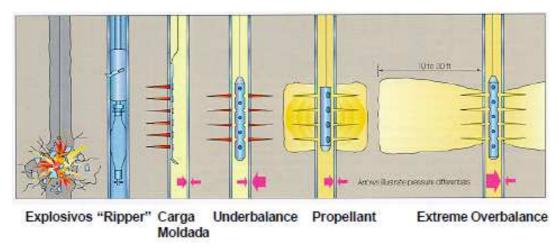


Figura 85 – Diferentes técnicas de canhoneio Fonte: Apresentação do Curso de canhoneio da Universidade Petrobras (Wellington Campos, 2010).

Método de canhoneio com superbalanceamento extremo

- Neste método, os resíduos do canhoneio são empurrados para dentro da formação por meio de um fraturamento limitado
- Uma alternativa de se implementar este método é canhonear com o poço já pressurizado

Canhoneio com Propelente

- Uma alternativa ao uso de gás comprimido é gerar localmente altas pressões a partir de um propelente
- Um propelente, como sugere o nome, é usado para lançar projéteis

- Um propelente pode ser definido como um explosivo que deflagra (queima quimicamente) ao invés de detonar (Cuthill, 2001)
- A queima gera um grande volume de gases de combustão a alta pressão (CO2, CO, H2O(v)).
- Uma queima muito rápida geraria uma pressão muito alta
- Uma pressão muito baixa permitirá a dissipação da pressão
- Uma combustão equilibrada é portanto desejada e o processo têm de ser otimizado.

Teoria da compactação.

O aço e rocha não sofrem fusão, mas escoam sem entrar no estado líquido. A zona compactada tem sua permeabilidade reduzida

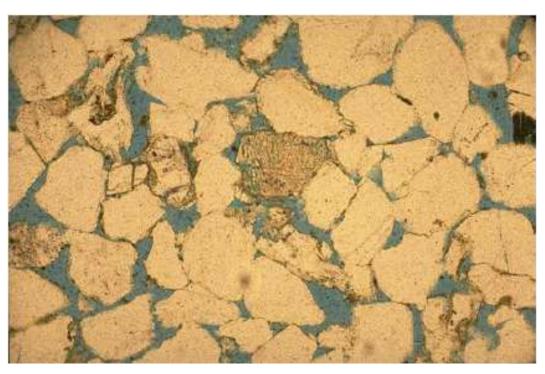


Figura 86 – Permeabilidade antes do canhoneio (Well completion design) Fonte: Jonathan Bellarby (2009).

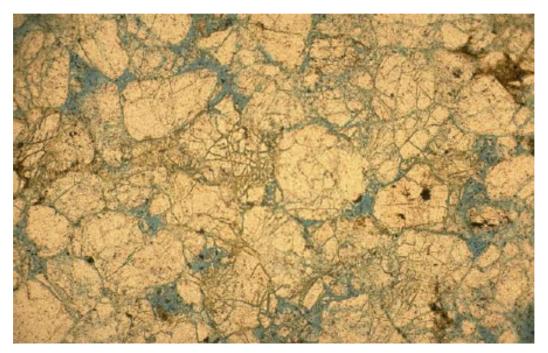


Figura 87 – Permeabilidade depois do canhoneio (Well completion design) Fonte: Jonathan Bellarby (2009).

- A porosidade e a permeabilidade são grandemente diminuídas em torno do orifício
- A zona compactada em torno do orifício é considerada um dano que deve ser corrigido

• Canhoneio com Jato Hidráulico de areia.

Neste tipo de canhoneio a abertura do orifício através do revestimento, cimento até a formação, é realizada pela aplicação do jato de alta pressão, de uma suspensão de areia em água, que sai de dentro da ferramenta através de um orifício direcionado para abrir o caminho entre o poço e a formação. O comprimento de penetração é limitado pelo alcance da pressão do jato.



Figura 88 – Ferramenta para canhoneio com jato de areia Fonte: Apresentação do Curso de canhoneio da Universidade Petrobras (Wellington Campos, 2010).

Formação de dano no canhoneio.

O canhoneio é um processo de alta pressão que gera uma cavidade na rocha, esta cavidade é constituída por uma zona de danificada (baixa permeabilidade) cerca de 0.25 a 0.5 polegadas de espessura comumente chamada de zona esmagada. Esta zona é um pouco mais fraca do que a rocha virgem. A cavidade também está cheia de brita (material de alta permeabilidade) e detritos da carga.

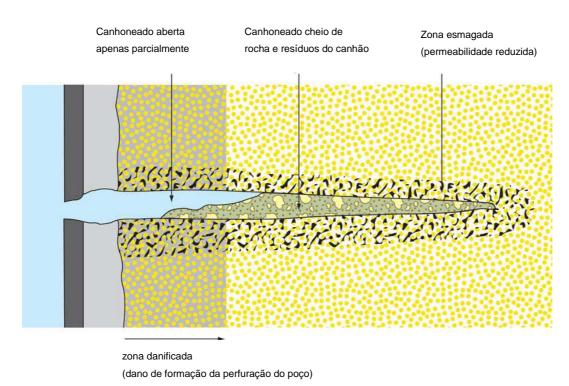


Figura 89 – Canhoneio imediatamente após a criação (Well completion design) Fonte: Jonathan Bellarby (2009).

Montagem do Canhão

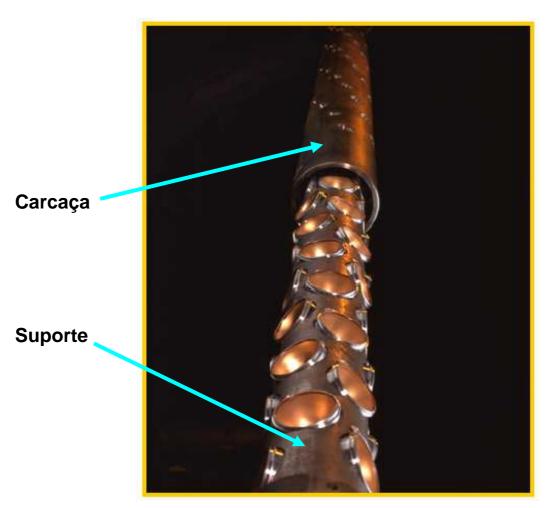


Figura 90 – Foto da montagem de um canhão. Fonte: Apresentação do Curso de canhoneio da Universidade Petrobras (Wellington Campos, 2010).

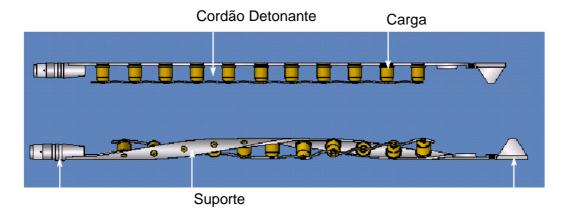


Figura 91 – Componentes do canhão

Fonte: Apresentação do Curso de canhoneio da Universidade Petrobras (Wellington Campos, 2010).

VISTA DE CIMA VISTA DE CIMA Cordel Detonante Carga Moldada Corpo Externo

Figura 92 – Esquema de um canhão.

Fonte: Apresentação do Curso de canhoneio da Universidade Petrobras (Wellington Campos, 2010).

Fases do Canhão

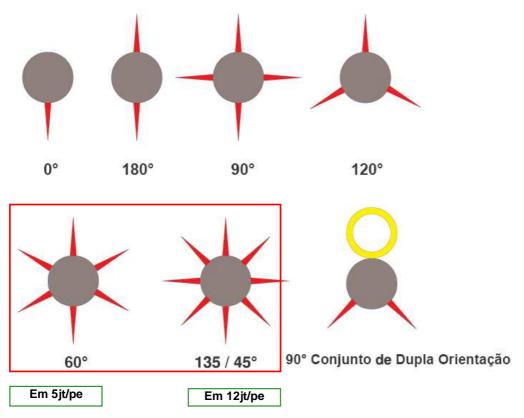


Figura 93 - Fases do canhão

Fonte: Apresentação do Curso de canhoneio da Universidade Petrobras (Wellington Campos, 2010).

Resíduos gerados pela carga

- Resíduos solúveis em ácido;
- Evitar o entupimento dos equipamentos de superfície;
- Melhorar a eficiência da limpeza dos canhoneados;
- Aumenta área de vazão



Figura 94 – Resíduos gerados pela carga Fonte: Apresentação do Curso de canhoneio da Universidade Petrobras (Wellington Campos, 2010).

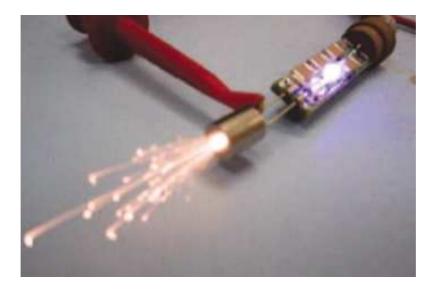


Figura 95 – Detonador da empresa Halliburton Fonte: Apresentação do Curso de canhoneio da Universidade Petrobras (Wellington Campos, 2010).



Figura 96 – Carregando as cargas moldadas do canhão (Well completion design) Fonte: Jonathan Bellarby (2009).



Figura 97 – Carregando os canhões no corpo externo (Well completion design) Fonte: Jonathan Bellarby (2009).

Apêndice C - Revestimentos

1 Projeto de poço

Na indústria de petróleo o processo de construção de um poço de petróleo ou gás, seja para produção ou injeção, é dividido em fases, estas são planejadas em função de um conjunto de características específicas de cada cenário, sendo cada uma determinda pelo diâmetro da broca ou do alargador que está sendo utilizado na perfuração. Um poço típico é composto pelas fases de 36", 26", 17 ½", 12 ¼" e 8 ½", Figura 1. Após a conclusão de cada fase é descida uma coluna de revestimento para proteger as formações e permitir que um peso adequado de fluido de perfuração seja utilizado na fase seguinte. Diâmetros comuns de revestimentos usados para cobrir as fases mencionadas acima são 30", 20", 13 3/8", 9 5/8" e 7". As profundidades da fases e do revestimento descido geralmente não são iguais, diferindo cerca de 10 metros em média.

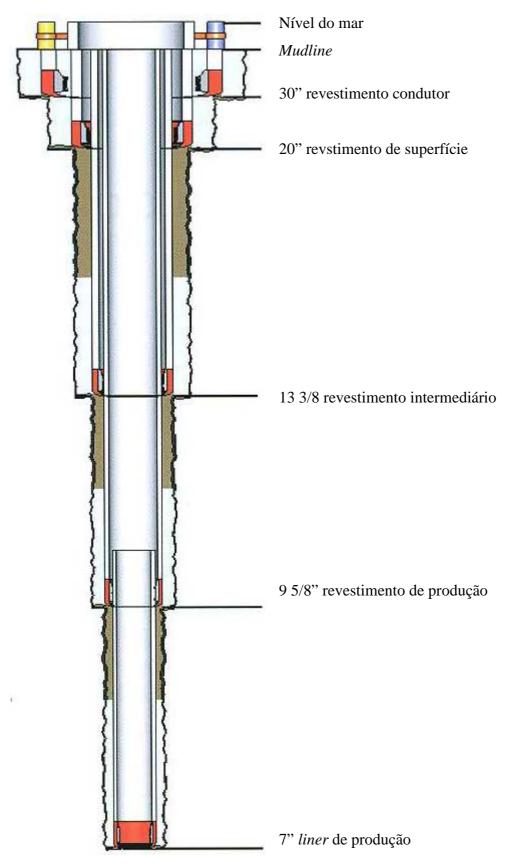


Figura 98 – Esquema mostrando o poço e seus revestimentos Fonte: projetos de poços de petróleo BR (Rocha, Luiz Alberto Santos, 2009, p.328)

Tipos de Revestimentos e suas Funções.

O revestimento de um poço de petróleo constitui uma das parcelas mais expressivas do custo do poço, variano de 15% a 20% em mar, e podendo chegar a até 50% em terra. Para tubos, conexões e resistências a algumas empresas como por exemplo a Petrobras, adota os padrões e especificações da API (American Petroleum Institute), embora alguns produtos e procedimentos não API tambem sejam adotados.

Os tubos e revestimentos da API são formados a partir da passagem forçada de elementos rígidos pelo interior de tarugos de aço cílíndricos pré-aquecidos, conformados ao mesmo tempo externamente por cilíndros de laminação.

Entre as propriedades definidas pelos padrões API estão: resistência, dimensões físicas e procedimentos para testes de controle de qualidade. A composição de cada coluna de revestimento é função das solicitações previstas durante sua descida no poço e ao longo de sua vida útil. Definidos os revestimentos a serem utilizados, deve-se especificar: grau do aço, drift de passagem, diâmetro nominal, espessura da parede, tipo de conexão, entre outros. A Tabela 3.1 exibe um exemplo de propriedades e especificações de tubos de revestimentos.

O dimensionamento de revestimentos é muito importante para a construção do poço, sendo o conhecimento das geopressões um dos dados necessários para este dimensinamento. A Figura 4.2 mostra exemplos de tubos de revestimentos e de uma conexão. Na Figura 4.3 apresenta o acoplamento de duas juntas de revestimento e uma coluna de revestimento com alguns acessórios básicos tais como sapata guia, que fica na ponta do revestimento e cujo perfil arredondado auxilia na descida ao longo do poço.



Figura 99 – Exemplo de acoplamento entre duas juntas de revestimentos Fonte: projetos de poços de petróleo BR (Rocha, Luiz Alberto Santos, 2009, p.332)

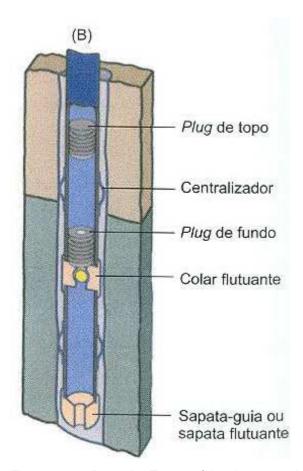


Figura 100 – Desenho Esquemático de uma coluna de revestimentos e seus acessórios incluindo a sapata

Fonte: projetos de poços de petróleo BR (Rocha, Luiz Alberto Santos, 2009, p.332).

Classificação dos Revestimentos

Os revestimentos possuem diversas funções e podem ser classificados em codutor, superfície, internediário, produção e liner.

Revestimento Condutor

É um revestimento estrutural que tem como principal objetivo isolar o poço das zonas superficiais pouco consolidadas.

Alguns diâmetros típicos de condutores empregados em poços offshore em água profunda são: 36" e 30".

Revestimento de Superfície

É um revestimento estrutural que tem como principais objetivos:

- Isolar o poço das zonas superfíciais pouco consolidadas.
- Suportar o peso do BOP e das demais colunas de revestimentos.
- Proteger reservatórios de água.

Alguns diâmetros típicos de revestimentos de superfície empregados em poços offshore em água profunda são 22",20' e 13 3/8".

Revestimento Intermediário

È um revestimento que tem como principais objetivos:

- Proteger zonas de perda de circulação.
- Isolar zonas de alta ou baixa pressão.
- Isolar formações portadoras de hidrocarbonetos.

Alguns diâmetros típicos são: 13 3/8", 9 5/8" e 7".

Revestimento de Produção

É um revestimento que tem como principal objetivo abrigar a coluna de produção, permitindo que os hidrocarbonetos sejam conduzidos até a superfície de maneira segura e ecônomica.

Alguns diâmetros típicos são: 9 5/8", 7" e 5 1/2".

Liner

É uma coluna curta de revestimento, que fica ancorada um pouco acima da extremidade inferior do último revestimento, e que visa cobrir a parte inferior do poço, isto é o poço aberto. Pode ser utilizado em substituição ao revestimento intermediário, sendo chamado *liner* de de perfuração, ou substituindo o revestimento de produção, chamado *liner* de produção.

Alguns diâmetros típicos são: 16", 13 3/8", 11 3/4", 9 5/8", 7"e 5 1/2".

Revestimentos Expansíveis

É um tipo de revestimento que é descido com um certo diâmetro e depois é expandido para o diâmetro prédefinido, podendo este ser praticamente igual ao diâmetro do revestimento descido na fase anterior. Além de poder ser usado como *liner* a vantagem deste tipo de revestimento é permitir que uma fase seja estendida, não comprometendo assim a profundidade final do poço, ou ainda, atingindo a profundidade final com um revestimento de diâmetro maior do que o previsto. Pode ser usado como revestimento intermediário desde que suas propriedades físicas, principalmente sua resistência ao colapso, resistam. Outra utilizção seria como uma espécie de "remendo" em revestimentos que estejam danificados.

Alguns diâmetros típicos são (pré-expansão x pós-expansão); 13 3/8" x 16", 11 3/4" x 14", 9 5/8" x 11 3/4", 8 5/8" x 10 3/4", 7 5/8" x 9 5/8", 6" x 7 1/2".

Projetos Típicos de Revestimentos

Independente de o poço ser exploratório ou de desenvolvimento, o seu projeto deve ser elaborado no sentido contrário ao da perfuração, isto é, a partir de sua profundidade final até a superfície, no caso de poços terrestres, ou até o fundo do mar, para poços marítimos. Desta forma, estarão sendo atendidos os requisitos exigidos pela geologia, para poços exploratórios, ou pelo reservatório, para poços de desenvolvimento (explotatórios).

Um projeto típico de assentamento de sapata é composto pela definição dos revestimentos que serão utilizados, de seus diâmetros, de suas profundidades de assentamento, do numero de fases do poço e do diâmetro de cada fase, isto é, dos diâmetros do poço. Com relação às profundidades, os revestimentos devem ser assentados de forma que sejam atingidos os vários objetivos do projeto, que incluem:

- Atender às finalidades do poço.
- Fornecer segurança de modo a proteger o pessoal e as instalações da sonda.
- Presevar o meio ambiente.
- Fornecer um poço executável.
- Atingir o máximo lucro ou o mínimo custo dentro do projeto global.

Quanto aos diâmetros dos revestimentos, pode-se dizer que o projeto de um poço se inicia a partir da definição da finalidade do poço e das condições de reservatório estipuladas, isto é, dos requisitos definidos para a última fase. Podemos citar como exemplo, o caso de um poço de desenvolvimento que pode requerer um diâmetro mínimo para o revestimento de produção de forma a atingir a vazão de produção desejada. Dessa forma, a definição dos diâmetros dos demais revestimentos será feita a partir deste diâmetro mínimo.

Com relação ao diâmetro dos poços estes são definidos pelos diâmetros das brocas utilizadas na perfuração de cada fase ou pelos diâmetros dos alargadores (underreamer), caso seja necessário o alargamento do poço Figura 4. Existem inumeras combinações entre diâmetros de brocas e de revestimentos a serem descidos num poço, sendo que os revestimentos devem apresentar diametro de passagem (*drift*) compatível com o diâmetro da broca a ser utilizada na fase seguinte.

Seguem exemplos de utilização do fluxo:

- Dentro do revestimento de 30" pode ser utilizada uma broca de 26" ou 24'.
- Dentro de um poço de 26" podem ser descidos revestimentos de 20", 18 5/8" e 16".

• Se a opção for usar um revestimento de 20", a próxima fase poderá ser perfurada com broca de 17 ½" e assim sucessivamente.



Figura 101 – (A) Broca com Underreamer (empresa TESCO) (B) Underreamer (empresa SMITH)

Apêndice D - Cimentação de poços de petróleo

Cimentação de poços de petróleo

A cimentação em poços de petróleo tem como objetivo a fixação do revestimento no poço, após a perfuração de uma determinada fase, geralmente o espaço anular entre a tubulação de revestimento e as paredes do poço é preenchido com cimento. A cimentação realizada externamente ao revestimento promove o isolamento entre diferentes zonas permeáveis que evita a migração de fluidos como gás, óleo e água, entre as diversas zonas permeáveis que foram atravessadas na trajetória em que o poço foi perfurado.

A cimentação do espaço anular é realizada, mediante o bombeio de pasta de cimento e água, que é deslocada através da própria tubulação de revestimento. Após a cura da pasta, geralmente o cimento promove forte aderência à superfície externa do revestimento e a parede do poço, em intervalos previamente planejados.

A cimentação de poços de Petróleo se dividide basicamente em dois tipos primária e secundária.

Cimentação Primária é realizada logo após a descida de cada coluna de revestimento no poço sendo que após a pega do cimento a qualidade pode ser avaliada através de ferramentas de perfilagem acústica corridas internamente ao revestimento.

Cimentação secundária é realizada, quando se faz necessária a correção da primária, quando a altura do cimento projetada para o anular não alcançar a altura programada (Figura 1).

A recimentação é realizada pela circulação de pasta de cimento pelo anular entre a formação e o revestimento através do canhoneios, quando a circulação é inviável, utiliza-se a técnica de compressão da pasta de cimento ou squeeze para sanar vazamentos causados ou corrigir falhas ocorridas na cimentação primária.

Na fase de abandono de poço o cimento é utilizado para execução de tampões de abondono que tem a função de isolar o poço. Na perfuração os tampões também podem ser usados para combater perda de circulação.

Avaliação da qualidade da cimentação.

Promover a vedação hidráulica entre os intervalos permeáveis, que são atravessados pela trajetória do poço durante a perfuração, é a principal função da cimentação. Esta visa impedir que ocorra a migração de fluidos externamente ao revestimento, fornecendo também suporte mecânico ao mesmo.

A garantia de um perfeito controle da origem dos fluidos produzidos para o poço produtor, bem como o destino de fluidos injetados para o poço injetor, depende de uma efetiva vedação hidráulica.

Este requisito é de fundamental importância técnica e econômica. Problemas diversos podem ocorrer em face de proximidade de contatos óleo/água ou gás/óleo, gerando a produção de fluidos indesejáveis, inconsistência nos testes de avaliação das formações, descontrole no gerenciamento dos reservatórios e operações de estimulação mal sucedidas.



Figura 102 – esquema de poço com falha de cimentação Fonte: Fundamentos da engenharia de petróleo - cap 6 (Thomas J.E., 2001, p.146)

Uma vez detectada a falta de vedação hidráulica (Figura 1), é realizada a correção da cimentação primária, nos intervalos com deficiência da cimentação, utilizando a operação de canhoneio do revestimento seguida de injeção e compressão do cimento.

A avaliação da qualidade da cimentação é realizada através de perfis acúticos, que medem a aderência do cimento ao revestimento e do cimento à formação.

Tabela 20 – tipos de perfis aplicados na avaliação de cimentação

PERFIL		Função	
CBL/VDL		Controle de aderência da cimentação	
CBL		Aderência do cimento ao revestimento	
	VDL	Aderência do cimento à formação	
PEL ou CEL		Registra valor médio dos 360° de poço a sua volta.	
USIT		Cobre todo o perimetro do revestimento	

Fonte: Fundamentos da engenharia de peytróleo - cap 6 ((Thomas J.E., 2001, p. 142)

Perfil Ultra-sônico CEL

A investigação do uso de perfis ultra-sônicos para avaliação de cimentação teve seu início nos anos 70, os primeiros resultados de campo foram apresentados em 1981.

Um desenho esquemático de uma ferramenta apliaca na obtenção de um perfil do tipo CEL (*cement evaluation Log*) pode ser vista na Figura 5.2 O perfil CEL proporciona boa resolução circular, pois oito transdutores são dispostos de forma helicoidal em diferentes azimutes, esta disposição proporciona uma avaliação de 45° da circunferência para cada um dos transdutores.

Pode ser observado na Figura 5.2 o mapa de cimentação por trás do revestimento, onde as zonas escuras indicam boa cimentação, as zonas em branco indicam má cimentação, e duas curvas auxiliares representativas da resistência compressiva máxima (CSMX) e mínima (CSMN) do cimento posicionado atrás do revestimento.

A presença de cimento em volta do revestimento é dectadata através de uma amplitude pequena da onda acústica e um rápido decaimento exponencial da ressonância. A ausência de cimento corresponde a uma amplitude grande e uma longa queda exponencial do sinal.

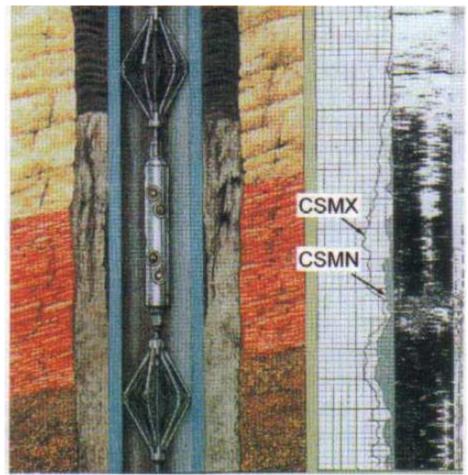


Figura 103 – Ferramenta e perfil ultra-sônico Fonte: Fundamentos da engenharia de petróleo - cap 6 (Thomas J.E., 2001, p. 145)

Um exemplo de perfil USIT é monstrado na Figura 2, onde a primeira e a última pista do perfil se referem ao perfil CBL/VDL/GR/CCL

Tabela 21 – tipos de perfis utilizados para avaliar cimentação

Perfil	Função
CBL	Controle de aderência
VDL	Densidade variável
GR	Raios gama
CCL	Localizador de luvas do revestimento
USIT	Ferramenata de imagem ultra sônica

A qualidade da cimentação é associada à impedância acústica do material, que no perfil é apresentado por um mapa com escala de cores, em que os tons de marrom mais escuro estão associados aos valores mais altos da impedância,

indicando, boa cimentação, e no outro extremo o vermelho indica a presença de gás.

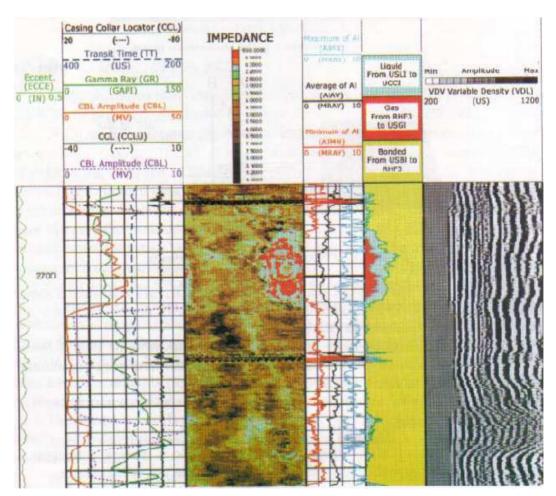


Figura 104 – Exemplo de um perfil USIT-CBL-VDL-CCL-GR Fonte: Fundamentos da engenharia de petróleo - cap 6 (Thomas J.E., 2001, p. 146).

Composição dos cimentos

Os cimentos são essencialmente produzidos a partir de uma mistura de cálcario e argila. O cimento Portland, fundamental para a construção civil, resultada da moagem de um produto denominado *clínquer*, obtido pelo cozimento até a fusão incipiente da mistura de calcáreo e argila convenientemente dosada e homogeneizada, à qual é adicionada pequena quantidade de gesso (sulfato de cálcio).

Tabela 22 – Principais componentes químicos do cimento Portland

Componente	Alumina	Cal	Óxido de	Sílica
			Ferro	
Fórmula	Al ₂ O ₃	CaO	Fe ₂ O ₃	SiO ₂
Percentagem	3% a 8%	60% a 67%	0,5% a 6%	17% a 25%

As propriedades do cimento são determinadas por compostos fundamentais mais complexos que derivam desses quatro componentes principais, designados na química do cimento pelas letras C, S, A e F.

Aluminato tricálcico (C₃A)

Controla a pega inicial e o tempo de tempo de endurecimento da pasta. È o constituinte do cimento que apresenta a maior calor de hidratação (quantidade de calor desenvolvida durante as reações de pega e endurecimento da pasta). Reage rapidamente com a água e cristaliza em poucos minutos. Também é o responsável pela baixa resistência aos sulfatos. Para obter uma alta resistência aos sulfatos será necessário menos de 3% de C₃A.

Ferro-Aluminato Tetracálcico (C₄AF)

Controla a resiatência à corrosão química do cimento. Libera baixo calor de hidratação e reage menos rapidamente que o C_3A . É o componente que dá a coloração cinzenta ao cimento, devido à presença de ferro.

Silicato trícálcico (C₃S)

Responde pela resistência mecânica inicial do cimento (1 a 28 dias), sendo seu componente principal. Sua hidratação começa em poucas horas e desprende quantidade de calor inferior ao C3A. Cimentos de alta resistência inicial geralmente têm maior percentual deste componente.

Silicato dicálcico (C₂S)

Contribui para o aumento da resistência mecânica do cimento a longo prazo. Reage lentamente com a água e libera baixo calor de hidratação. Apresenta baixa resistência inicial.

Classificação dos cimentos

O API (*American Petróleum Institute*) classificou os cimentos Portland, em função da composição química para a industria de petróleo, em classes designadas pelas letras de A a J, relacionando às condições de uso, como profundidade e temperatura dos poços.

Tabela 23 – condiçoes de uso em relação a profundidade e temperatura dos poços

	l abeia 23 – condições de uso em relação a profundidade e temperatura dos poços			
Classe	Profundidade		Propriedades requeridas	
A	Até 6.000 ft	1.830 m	Portland comum	
В	Até 6.000 ft	1.830 m	Moderada a alta resistência aos sulfatos	
С	Até 6.000 ft	1.830 m	Alta resistência inicial e alta resistência	
			aos sulfatos	
D	De 6.000 a	De 1830 a	Condições de Temperaturas	
	10.000 ft	3.050 m	moderadamente elevadas e altas	
			pressões. Alta resistência aos sulfatos.	
E	De 6.000 a	De 1830 a	Condições de pressão e temperatura	
	14.000 ft	4.270 m	elevadas. Alta resistência aos sulfatos	
			Condições extremamente altas de	
\mathbf{F}	De 10.000 a	De 3050 a	pressão e temperatura. Alta resistência	
	16.000 ft	4880 m	aos sulfatos	
			Compatível com aditivos aceleradores	
G e H	Até 8.000 ft	Até 2440 m	ou retardadores de pega. Aplicáveis em	
			todas as condições requeridas de A a E.	
J	De 12.000 a	De 3660 m	Condições de pressão e temperatura	
	16.000 ft	a 4880 m	extremamente elevadas.	

Ensaios com pastas de cimento

A indústria de petróleo padronizou os procedimentos dos testes que são realizados com as pastas de cimento, que são testadas previamente, à aplicação em poços de petróleo. As condições previstas no cenário em que o cimento vai ser aplicado, tais como a pressão, a temperatura, o tempo previsto de operação e o regime de

fluxo durante o deslocamento da pasta, são utilizadas como parâmetros para simulação do comportamento da pasta.

Em laboratório de cimentação os principais testes realizados são finura, água livre, resistência a compressão, perda de água, reologia, densidade e consistometria.

O teste de consitometria ou de tempo de espessamento, nas condições de pressão e temperatura do poço, é considerando o mais importante, por indicar o tempo em que a pasta tem para tem fluidez para ser bombeada.

Principais Aditivos para a cimentação

Tabela 24 – Principais aditivos para cimentação

Aditivo	Função principal	Composição
Acelerador de pega	Reduzir o tempo de	Cloreto de cálcio
	espessamento	
Retardador de Pega	Retardar o início da pega	Lignossulfurados e seus
	da pasta	derivados
Estendedores	Aumentar rendimento da	Silicato de sódio ou
	pasta ou reduzir densidade	argilas
Redutores de	Reduzem a viscosidade	
fricção	aparente	
Controladores de	Reduzir a permeabilidade	Polimeros derivados da
filtrado	do reboco de cimento	celulose e sintéticos

Aceleradores de pega – São aplicados para reduzir o tempo de espessamento e aumentar a resistência compressiva inicial da pasta. O cloreto de cálcio (CaCl₂) é o mais aplicado, variando de 0,5% a 2% em proporção. Outro acelerador é o Cloreto de sódio (NaCl), a baixas concentrações (até 6%).

Retardador de pega – São aplicados para retardar o início da pega da pasta, mantendo a sua fluidez quando a temperatura e a pressão são muito altas para o uso do cimento sem aditivos. São fabricados à base de lignossulfurados e seus derivados, ácidos orgânicos, derivados de celulose e derivados de glicose.

Estendedores – São aplicados para aumentar o rendimento da pasta ou reduzir a sua densidade. A adição de argilas (bentonita, atapulgita, etc) faz aumentar o rendimento pela absorção de água, mantendo a pasta mais homogenea

e diminuindo a separação da água. O silicato de sódio também reduz a separação da água, sendo mais utilizado do que as argilas, normalmente pré-misturado ao cimento. A adição de agregados de baixa densidade (pozolana, perlita, gilsonita) reduz a densidade da pasta. Em casos especiais pode-se usar nitrogênio ou microesferas cerâmicas para criar pastas excepcionalmente leves.

Redutores de fricção (ou dispersantes) – São aplicados para atuarem nas cargas elétricas superficiais das particulas da pasta de cimento, alterando suas propriedades reológicas. Por reduzirem a viscosidade aparente das pastas, possibilitam o bombeio com maior vazão e menor perda de carga.

Controladores de filtrado – São aplicados para reduzir a permeabilidade do reboco de cimento, formando em frente às zonas permeáveis, e/ou aumentando a viscosidade do filtrado. As pastas de cimento devem apresentar baixa perda de filtrado, de modo a evitar a desidratação prematura. Os polímeros derivados da celulose e os polímeros sintéticos são os redutores de filtrado mais utilizados.

Apêndice E – Rochas Sedimentares Rochas Sedimentares

Rochas Sedimentares podem ser de origem química ou orgânica. O processo de formação das rochas sedimentárias é realizado através do transporte de deposições de materiais, que posteriormente são consolidados em outras rochas pré-existentes. O transporte destes materiais podem ser de forma mecânica, através de fluidos, também por meio de soluções dissolvidas na água, ou até mesmo, formadas pela ação dos restos de organismos vivos presentes na água (Hardie, 1987).

As Rochas Sedimentares de origem química formam-se a partir de soluções químicas, que se depositam por evaporação, precipitação, condições de temperatura, pH, etc. Estes sedimentos são formados em áreas que se encontram protegidas da influência continental, como regiões de águas rasas e quentes.

São fundamentalmente diferentes das rochas por sedimentos clásticos. Enquanto a mineralogia destes últimos é controlada pela área fonte dos sedimentos, o controle da mineralogia e do tipo de sedimento das rochas de origem química é efetuado pelo ambiente deposicional dentro da bacia. Este fato faz com que rochas de origem química possuam grande afinidade com rochas de origem orgânicas.

As rochas sedimentares de origem química podem ser carbonáticas, silicosas, salinas (evaporitos) e ferruginosas. Serão abordadas aqui as rochas carbonáticas.

ROCHAS CARBONÁTICAS (carbonatos)

As rochas carbonáticas de origem química são formadas pela precipitação de carbonato de cálcio ou magnésio. Os principais exemplos de rochas carbonáticas são os calcários e os dolomitos. Eles são compostos por mais de 50% de minerais carbonáticos, sendo estes a calcita, carbonato de cálcio que compõe o calcário, e a dolomita, carbonato de cálcio e magnésio que compõe o dolomito.

Em geral, eles possuem de 80% a 100% destes minerais. Os carbonatos também podem ter origem orgânica.

Os calcários, quando de origem química, são formados por processos químicos em ambientes marinhos e de águas rasas. A marga é um exemplo de calcário argiloso que possui porcentagem de argila superior a 50%. São moles de perfurar, podendo encerar a broca facilmente. Nas Figuras 1 uma amostra de calcário e figura 2 de marga.



Figura 105 – Amostra de calcário Fonte: projetos de poços de petróleo BR (Rocha, Luiz Alberto Santos, 2009, p.37).



Figura 106 – amostra de marga Fonte: projetos de poços de petróleo BR (Rocha, Luiz Alberto Santos, 2009, p.37).

A classificação dada aos calcários é relativa ao tamanho dos grãos, e está apresentada na Tabela 1, de acordo com esta classificação granulométrica, podemos citar o calcilutito e o calcarenito. O calcilutito é um calcário constituído por lama calcária litificada. E o calacarenito é um arenito carbonático produzido frequentemente por precipitação química, seguida de retrabalhamento no interior da própria bacia, ou resultante da erosão de calcários mais antigos situados fora da bacia de deposição.

Tabela 25 – Classificação granulometrica dos calcários

Classificação	Diâmetro (mm)
Calcilutito	< 0,004
Cacissiltito	> 0,004 e < 0,065
Calcarenito	> 0,065 e <2,0
Calcirudito	>2,0

Fonte: O autor (2013).

Os dolomitos são em geral de cor cinza-clara e granulação fina. São duros, estáveis, possuem abrasividade média e aparentemente são gerados a partir dos calcários. A transformação da calcita em dolomita pode ocorrer durante a diagênese do calcário, ou após a sua formação, pela percolação de águas magnesianas ou pela reorganização dos íons MG 2⁺ na estrutura cristalina da calcita. Desta forma, existe uma classificação dos carbonatos com base no conteúdo da dolomita. Esta classificação mineralógica está apresentada na Tabela 6.2.

Tabela 26 – classificação mineralógica dos carbonatos, de acordo com o teor de dolomita

Classificação	Dolomita (%)
Calcário	0 – 10
Calcário dolomítico	10 – 100
Dolomito calcítico	50 – 90
Dolomito	90 – 100

Fonte: O autor (2013).

É importante ressaltar o processo de carstificação que pode acontecer não somente em carbonatos como também em evaporitos. A carstificação consiste no

processo de dissolução de rochas solúveis pela ação das águas subterrâneas. Inicialmente são geradas fendas, que vão se alargando lentamente até criarem cavidades de diversas formas e tamanhos, podendo se tornar grandes cavernas. Essa porosidade secundária, além de dificultar a estimativa de pressão de poros, pode também causar grandes perdas de circulação de fluidos durante a perfuração de um poço. Exemplo de caverna está na Figura 3.

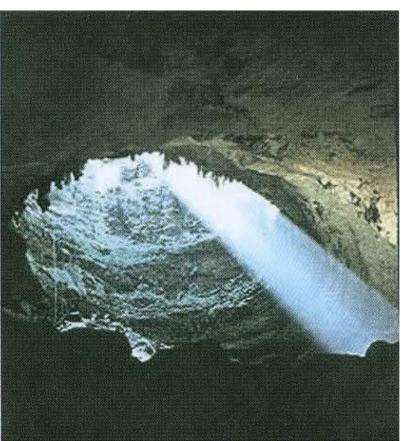


Figura 107 – Exemplo de caverna gerada pelo processo de carstificação em carbonatos Fonte: Projetos de poços de petróleo BR (Rocha, Luiz Alberto Santos, 2009, p.39).

Rochas Sedimentares de origem Orgânica

Pequenos traços de material orgânico estão presentes na maioria dos depósitos sedimentares, com exceção notável dos desertos em que o material orgânico é completamente destruído por oxidação.

Entretanto, em certos ambientes sob a condição anaeróbica, podem-se formar sedimentos com uma quantidade considerável de matéria orgânica. As rochas sedimentares de origem orgânica ou biogênica são formadas a partir do acúmulo de vegetais e animais em ambientes marinho, lagunar e lacustre. Como

exemplos de rochas sedimentares orgânicas as rochas Oleígenas, Silicosas e carbonáticas.

- 1. Rochas oleígenas: folhelho pirobetuminoso. Este termo é mais econômico que geológico, e se refere a sedimentos argilosos com um conteúdo orgânico, e se refere a sedimentos argilosos com um conteúdo orgânico mínimo de 5%, sendo geralmente maior que 20% a 50%. Eles devem ser suficientemente ricos em matéria orgânica para produzir óleo livre com aquecimento.
- 2. Rochas silicosas, Como exemplo de rochas silicosas temos os diatomitos, que são formados pelo acúmulo de carapaças silicosas de diatomáceas (algas unicelulares) e possuem alta porosidade, e as coquinas, formadas pelo acúmulo de conchas substituídas por sílica.
- 3. Rochas carbonáticas (carbonatos). Como exemplo de rochas carbonáticas temos os calcários e as coquinas. Diferentemente do calcário de origem química, o calcário de origem orgânica é formado pelo acúmulo de carapaças de organismos calacários. Os depósitos são gerados em ambiente marinho raso, de águas quentes, calmas e transparentes. Os organismos morrem e suas conchas e estruturas calcárias vão se depositando no local. No caso da precipitação química, o carbonato dissolvido na água se cristaliza e não tem, portanto, nenhum vínculo com carapaças de organismos. As coquinas são formadas pelo acúmulo de conchas de moluscos, algas, corais e outros restos orgânicos, em geral cimentados por carbonatos de cálcio.

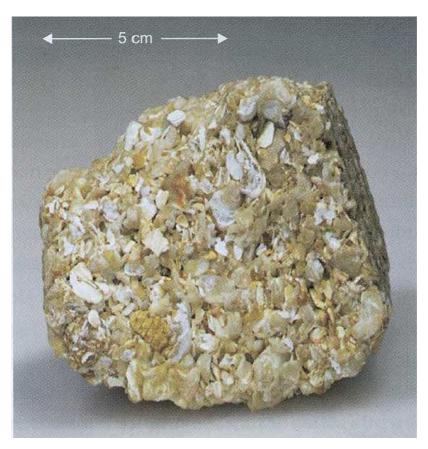


Figura 108 – Exemplo de coquina Fonte: Projetos de poços de petróleo BR (Rocha, Luiz Alberto Santos, 2009, p.42)

O processo de formação das rochas sedimentárias é realizado através do transporte de deposições de materiais, que posteriormente são consolidados em outras rochas pré-existentes. O transporte destes materiais podem ser de forma mecânica, através de fluidos, também por meio de soluções dissolvidas na água, ou até mesmo, formadas pela ação dos restos de organismos vivos presentes na água (Bazargan *et al.*, 2012). As rochas carbonatadas são um tipo de rocha sedimentar de origem bioquímica ou química, caracterizada por sua heterogeneidade e complexidade de seus materiais constitutivos.

Elas são composta por mais ou menos 50% de minerais carbonaticos, calcita (CaCO₃), Dolomita(CaMg(CO₃)₂), Argonita (Ca(O₃)), alguns outros minerais carbonáticos, notadamente a siderita (FeCO₃), ankerita (Ca,MgFe(CO₃)₄) e a magnesita MgCO₃. Estão frequentemente associadas com calcários e dolomitos, mas geralmente em pequenas proporções, também podem apresentar argilominerais Quartzo, minerais fosfáticos, óxidos e sulfatos.

Principais minerais carbonáticos

CaCO₃: é um mineral de composição química Ca,C,O, com clivagem ortordrômico perfeita, cristalizado em forma hexagonal. É muito mais estável e menos solúvel em água que a aragonita. Sua dureza na escala de Mohs é 3 e reage fortemente com ácido clorídrico, principal constituinte dos calcário e mármores.

Usos: o emprego mais importante da calcita é na fabricação de cimento e cal para argamassa.O calcário é a principal matéria-prima que, quando aquecida a 900 °C, aproximadamente, perde CO₂ e se converte em cal vivo, CaO (Bazargan *et al.*, 2013). Na Figura 3, apresentamos alguns tipos de calcita.





Figura 109 – Tipos de calcita Fonte: O autor (2013).

CaMg(CO₃)₂: Um mineral composto de cálcio e carbonato de magnésio. É produzido através da substituição feita por meio da troca de íons de cálcio e de magnésio da rocha calcária (CaCO₃). Sua coloração característica é o branco com um brilho vítreo. É um minério muito importante das rochas sedimentares e metamórficas.

Este é um dos principais minerais encontrados nas rochas chamadas dolomita e metadolomías, como também em siltitos e mármore, onde a calcita é o principal mineral presente.

É também utilizado como fundente na fabricação metalúrgica, de cerâmica, pinturas e enchimentos brancos e como um componente para a fabricação de vidro. É totalmente proibida como concreto mineral clínquer por seu conteúdo de MgO, devido a sua alta expansividade.Na Figura 4, temos um exemplo de amostra de dolomita.



Figura 110 – Amostra de Dolomita

Fonte: O autor (2013).

CaCO₃ Aragonita: É uma das formas cristalinas do carbonato de cálcio (CaCO₃), juntamente com a calcita. Sua fórmula é dada através da composição do Carbonato de cálcio (CaCO₃; 56% CaO + 43% CO₂) e polimorfa com relação à calcita. Apresenta um brilho vítreo, coloração incolor ou branca e frequentemente manchada por cores variadas devido a impurezas.

O par de aragonita / calcita foi o primeiro caso reconhecido de polimorfismo mineral. Isto significa que ambas têm composição química idêntica, mas diferente estrutura cristalina.

Segundo a sua cristalografia,o mineral cristaliza na forma ortodrômica simples que lhe dá um aspecto de prisma hexagonal, embora não tenha essa estrutura. Por isso é chamada de pseudohexagonal. A Figura 5 mostra um exemplo de aragonita.



Figura 111 – Mostra de Argonita Fonte: O autor (2013).

Argilo-minerais: (caulinita, illita, clorita, smectita, etc.) e seus produtos metamórficos (sericita, muscovita, flogopita, biotita, tremolita, actinolita, diopsídio, etc.), constituem impurezas comuns tanto disseminadas quanto laminadas nas rochas carbonatadas.

2.2 Classificação geral das rochas carbonatadas

Existem diversas classificações para as rochas carbonatadas. A primeira classificação dos carbonatos foi feita por Grabau (1904), caracterizando-a como confusa e pouco popular, posteriormente Folk (1959-1962) expressou como litológica, baseada no componente das rochas carbonatadas (espaços porosos, cimento e matiz).

Dunham (1962) propõem uma classificação de carbonatos detríticos, baseada na textura deposicional e fundamentada em três características que são: presença ou ausência de lama carbonatada, abundância de grãos que permite subdividir os carbonatos e a evidência de sedimentos. Esta classificação é considerada hoje uma das mas modernas e populares.

Klovan- Embry (1971) adaptaram a classificação de Dunham para rochas carbonatadas biogênicas e desenvolveram um esquema detalhado para descrever diferentes formas de crescimento orgânico.

Ridding (2002), faz uma classificação para rochas carbonatadas (Reef rock) fundamentadas em três componentes: matriz, esqueleto e cimento. Nesta classificação proposta por Riding são incluídos os travertinos, apesar do desenvolvimento orgânico não ser suficientemente importante para sua formação.

Travertinos

É uma rocha sedimentar, formada pela precipitação do carbonato de cálcio, a partir de processos orgânicos e inorgânicos em ambientes de fontes termais. Contém outros minerais como a aragonite e limonite, apresentando bandas compactas, paralelas entre si, nas quais se observam pequenas cavidades, onde predominam os tons que passam pelo branco, verde ou rosa, apresentando, frequentemente, marcas de ramos e folhas. Também é conhecida pelo nome de tufo calcário.

Segundo descrevem Folk (1959) e Guo e Riding (1994), os travertinos originam-se em águas termais e não apresentam nenhum vestígio de plantas ou animais, apenas de atividades microbiana, principalmente baterias tolerantes ao calor.

Os Travertinos em estado natural (bruta) ou polida, são muito utilizados como pedra ornamental na arquitetura, aplicada na decoração de interiores e exteriores. O seu uso é bastante comum na construção, desde a arquitetura clássica romana (Ex. coliseu romano), até a atualidade. As variedades mais famosas de travertinos são as italianas, tendo o Travertino Romano entre os mais famosos. Na Figura 110, temos um exemplo de travertino italiano.



Figura 112 – Mostra de um travertino italiano Fonte: O autor (2013).