

A TEORIA DA PERFORAÇÃO E COMPLETAÇÃO DE POÇOS DE PETRÓLEO

**KETSON PATRICK DE MEDEIROS FREITAS
PRISCILA SAYME ALMEIDA SOUZA**



Pantanal Editora

2021

Ketson Patrick de Medeiros Freitas
Priscila Sayme Almeida Souza

**A TEORIA DA PERFURAÇÃO E
COMPLETAÇÃO DE POÇOS DE
PETRÓLEO**



Pantanal Editora

2021

Copyright© Pantanal Editora

Editor Chefe: Prof. Dr. Alan Mario Zuffo

Editores Executivos: Prof. Dr. Jorge González Aguilera e Prof. Dr. Bruno Rodrigues de Oliveira

Diagramação: A editora. **Diagramação e Arte:** A editora. **Imagens de capa e contracapa:** Canva.com. **Revisão:** O(s) autor(es), organizador(es) e a editora.

Conselho Editorial

Grau acadêmico e Nome	Instituição
Prof. Dr. Adaylson Wagner Sousa de Vasconcelos	OAB/PB
Profa. Msc. Adriana Flávia Neu	Mun. Faxinal Soturno e Tupanciretã
Profa. Dra. Albys Ferrer Dubois	UO (Cuba)
Prof. Dr. Antonio Gasparetto Júnior	IF SUDESTE MG
Profa. Msc. Aris Verdecia Peña	Facultad de Medicina (Cuba)
Profa. Arisleidis Chapman Verdecia	ISCM (Cuba)
Prof. Dr. Arinaldo Pereira da Silva	UFESSPA
Prof. Dr. Bruno Gomes de Araújo	UEA
Prof. Dr. Caio Cesar Enside de Abreu	UNEMAT
Prof. Dr. Carlos Nick	UFV
Prof. Dr. Claudio Silveira Maia	AJES
Prof. Dr. Cleberton Correia Santos	UFGD
Prof. Dr. Cristiano Pereira da Silva	UEMS
Profa. Ma. Dayse Rodrigues dos Santos	IFPA
Prof. Msc. David Chacon Alvarez	UNICENTRO
Prof. Dr. Denis Silva Nogueira	IFMT
Profa. Dra. Denise Silva Nogueira	UFMG
Profa. Dra. Dennyura Oliveira Galvão	URCA
Prof. Dr. Elias Rocha Gonçalves	ISEPAM-FAETEC
Prof. Me. Ernane Rosa Martins	IFG
Prof. Dr. Fábio Steiner	UEMS
Prof. Dr. Fabiano dos Santos Souza	UFF
Prof. Dr. Gabriel Andres Tafur Gomez	(Colômbia)
Prof. Dr. Hebert Hernán Soto Gonzáles	UNAM (Peru)
Prof. Dr. Hudson do Vale de Oliveira	IFRR
Prof. Msc. Javier Revilla Armesto	UCG (México)
Prof. Msc. João Camilo Sevilla	Mun. Rio de Janeiro
Prof. Dr. José Luis Soto Gonzales	UNMSM (Peru)
Prof. Dr. Julio Cezar Uzinski	UFMT
Prof. Msc. Lucas R. Oliveira	Mun. de Chap. do Sul
Profa. Dra. Keyla Christina Almeida Portela	IFPR
Prof. Dr. Leandris Argentele-Martínez	Tec-NM (México)
Profa. Msc. Lidiene Jaqueline de Souza Costa Marchesan	Consultório em Santa Maria
Prof. Dr. Marco Aurélio Kistemann	UFJF
Prof. Msc. Marcos Pisarski Júnior	UEG
Prof. Dr. Marcos Pereira dos Santos	FAQ
Prof. Dr. Mario Rodrigo Esparza Mantilla	UNAM (Peru)
Profa. Msc. Mary Jose Almeida Pereira	SEDUC/PA
Profa. Msc. Núbia Flávia Oliveira Mendes	IFB
Profa. Msc. Nila Luciana Vilhena Madureira	IFPA
Profa. Dra. Patrícia Maurer	UNIPAMPA
Profa. Msc. Queila Pahim da Silva	IFB
Prof. Dr. Rafael Chapman Auty	UO (Cuba)
Prof. Dr. Rafael Felipe Ratke	UFMS
Prof. Dr. Raphael Reis da Silva	UFPI
Prof. Dr. Ricardo Alves de Araújo	UEMA
Profa. Dra. Sylvana Karla da Silva de Lemos Santos	IFB
Prof. Dr. Wéverson Lima Fonseca	UFPI
Prof. Msc. Wesclen Vilar Nogueira	FURG
Profa. Dra. Yilan Fung Boix	UO (Cuba)
Prof. Dr. Willian Douglas Guilherme	UFT

Conselho Técnico Científico

- Esp. Joacir Mário Zuffo Júnior
- Esp. Maurício Amormino Júnior
- Esp. Tayronne de Almeida Rodrigues
- Lda. Rosalina Eufrausino Lustosa Zuffo

Ficha Catalográfica

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)
(eDOC BRASIL, Belo Horizonte/MG)

F866t Freitas, Ketson Patrick de Medeiros.
A teoria da perfuração e completção de poços de petróleo [livro eletrônico] / Ketson Patrick de Medeiros Freitas, Priscila Sayme Almeida Souza. – Nova Xavantina, MT: Pantanal, 2021. 48p.

Formato: PDF

Requisitos de sistema: Adobe Acrobat Reader

Modo de acesso: World Wide Web

ISBN 978-65-88319-86-4

DOI <https://doi.org/10.46420/9786588319864>

1. Engenharia do petróleo. 2. Poços de petróleo – Perfuração. 3. Indústria petrolífera. I. Souza, Priscila Sayme Almeida. II. Título.

CDD 622.3382

Elaborado por Maurício Amormino Júnior – CRB6/2422



Nossos e-books são de acesso público e gratuito e seu download e compartilhamento são permitidos, mas solicitamos que sejam dados os devidos créditos à Pantanal Editora e também aos organizadores e autores. Entretanto, não é permitida a utilização dos e-books para fins comerciais, exceto com autorização expressa dos autores com a concordância da Pantanal Editora.

Pantanal Editora

Rua Abaete, 83, Sala B, Centro. CEP: 78690-000.
Nova Xavantina – Mato Grosso – Brasil.
Telefone (66) 99682-4165 (Whatsapp).
<https://www.editorapantanal.com.br>
contato@editorapantanal.com.br

APRESENTAÇÃO

Depois de realizada a prospecção, é necessário confirmar se determinado campo realmente possui quantidades de hidrocarbonetos economicamente suficientes. Essa constatação se dá através da perfuração. Logicamente, a perfuração também é a responsável por possibilitar a retirada dos fluidos de subsuperfície.

Perfurado o poço, é necessário prepara-lo para que se tenha uma produção segura e otimizada. Essa preparação do poço, na indústria do petróleo, recebe o nome de “completação”. Além disso, é altamente relevante uma utilização adequada de fluidos, tanto na perfuração, quanto na completção. Esses fluidos, entre suas diversas funções, promove uma pressão hidrostática para conter os fluidos da formação.

O ebook “A Teoria da Perfuração e Completação de Poços de Petróleo” aborda esses diferentes temas, apresentando: os tipos de perfuração (vertical, direcional e horizontal), os fluidos de perfuração, a completção e intervenção em poços de petróleo, além das propriedades das rochas e fluidos do sistema petrolífero.

SUMÁRIO

Apresentação	4
Capítulo I	6
Perfuração de poços de petróleo: vertical, direcional e horizontal	6
Capítulo II	17
Completação e intervenção em poços de petróleo	17
Capítulo III	27
Fluidos de perfuração de poços de petróleo	27
Capítulo IV	38
Propriedade dos fluidos e das rochas dos sistemas petrolíferos	38
Índice Remissivo	47
Sobre os autores	48

Perfuração de poços de petróleo: vertical, direcional e horizontal

INTRODUÇÃO

Na cadeia produtiva do petróleo, inicialmente são realizados diversos estudos para a localização e determinação de uma possível jazida. Uma vez localizada, parte-se para a etapa de perfuração. É nessa etapa que se obtém a certeza da presença ou não do hidrocarboneto.

A perfuração pode ser feita tanto em terra como no mar. Enquanto no ambiente terrestre (*Onshore*) essa etapa é realizada através de sondas de perfuração, no ambiente marítimo (*Offshore*) utilizam-se as plataformas marítimas.

A trajetória de perfuração de um poço de petróleo pode ser tanto vertical, como também direcional ou até mesmo horizontal, a depender dos objetivos de cada campo de exploração.

PERFURAÇÃO VERTICAL

A perfuração vertical é o tipo de trajetória mais intuitiva, onde o objetivo desejado encontra-se verticalmente localizado abaixo da locação de superfície.

Vale lembrar que, como apresentado por Thomas (2001), dificilmente existe um poço rigorosamente vertical, pois ocorrem, naturalmente, alguns desvios. Estes desvios devem ser quantificados e, se ultrapassarem certos limites de inclinações, normalmente 5 graus, ações corretivas devem ser implementadas no sentido de reduzir a sua inclinação

Poços verticais que se desviam bastante da vertical podem apresentar problemas de mapeamento de subsuperfície, além, é claro, de atingir a profundidade final numa posição bastante afastada do objetivo desejado. São os denominados poços tortuosos.

Existem diversas causas e fatores que podem acarretar a formação de um poço tortuoso, e logicamente, devem ser observadas durante a perfuração de um poço vertical. As mais importantes são:

- Variação das características das formações (dureza, inclinação etc.);
- Mudança brusca no peso sobre a broca;
- Diâmetro de poço grande para os comandos utilizados;
- Má estabilização da coluna de perfuração;
- Desbalanceamento entre os parâmetros de perfuração (peso e rotação).

PERFURAÇÃO DIRECIONAL

Quando o objetivo desejado não se encontra diretamente abaixo da locação na superfície, faz-se necessário desviar, intencionalmente, a trajetória de um poço, o que consiste justamente na técnica de perfuração direcional.

São diversas as aplicações dos poços direcionais na indústria petrolífera. Souza (2011), em seu trabalho intitulado “Estudo do estado da arte da perfuração direcional de poços de petróleo”, reúne as aplicações mais estratégicas e recorrentes da perfuração direcional.

Um das principais aplicações, é a utilização na exploração de reservas em locais inviáveis para a perfuração de poços verticais, como no caso de reservatórios localizados abaixo de: grandes centros urbanos, áreas de proteção ambiental, rios, lagos, regiões montanhosas, entre outras.

Outra aplicação é a perfuração direcional para alcançar um reservatório localizado próximo a um domo salino, sem atravessá-lo. Dessa maneira, evitam-se os problemas ocasionados devido a perfuração

de formações salinas, como por exemplo, o colapso da seção do poço localizada na região do domo, devido as elevadas taxas de fluência de sal.

Uma terceira aplicação é perfuração de formações que apresentam falhas geológicas. Nesse caso o poço é desviado através da falha ou paralelo a ela, evitando assim, perfurar poços verticais através de falhas muito inclinadas, o que poderia ocasionar o deslizamento e cisalhamento da coluna de revestimento

É possível utilizar a perfuração direcional, também, para criar ramificações secundárias. Essa técnica, conhecida como *sidetrack*, consiste em uma linha secundária de prospecção, isto é, uma perfuração direcional feita a partir de um poço existente. É utilizada quando não se atinge o objetivo na primeira tentativa, ou até mesmo quando se deseja contornar uma obstrução, como por exemplo uma coluna de perfuração aprisionada.

Na indústria de petróleo, um *blowout* consiste no fluxo de hidrocarbonetos para superfície de maneira incontrolável. É uma ocorrência catastrófica, e que muitas vezes impossibilita o acesso a plataforma. Nessas situações, podem ser utilizados os poços de alívio, que são poços direcionais perfurados buscando alcançar o poço em *blowout*, para que se possa controlar a situação por meio da injeção de fluidos adequados.

Por fim, a principal utilização da perfuração direcional é a “multiperfuração a partir de uma plataforma”. Isto é, a partir de uma única plataforma, são perfurados vários poços em diferentes posições e direções, e até mesmo diferentes objetivos. Isso ocorre, pois, a perfuração de muitos poços verticais próximo uns dos outros é impraticável e economicamente inviável, em um ambiente *Offshore*.

PERFURAÇÃO HORIZONTAL

O poço horizontal consiste em uma perfuração direcional que atinge um ângulo em torno de 90° com a vertical. Dessa forma, é possível perfurar o poço ao longo da camada desejada, cobrindo uma

maior área do reservatório e aumentando conseqüentemente a vazão de hidrocarbonetos e a recuperação da reserva.

Essa é uma técnica comumente utilizada para a exploração de reservatórios não convencionais, que são geralmente reservatórios que possuem uma baixa permeabilidade. Assim, esses reservatórios necessitam de uma maior exposição à coluna de produção, para serem considerados economicamente viáveis de serem explorados.

Uma outra problemática que também é contornada com a utilização dos poços horizontais, é a ocorrência dos denominados cones de água e gás. Como explicado por Gontijo (2015), como a água e o gás possuem maior mobilidade que o petróleo, os mesmos tendem a fluir em direção ao poço, tomando, cada um, a forma de um cone. Quando esses cones atingem a extremidade do poço vertical, a água ou o gás são produzidos junto com o petróleo, diminuindo a produtividade.

Quando se utilizam poços horizontais, o influxo de fluidos ocorre ao longo de toda a região horizontal do poço, reduzindo os gradientes de pressão nos fluidos que levariam a formação do cone de água ou gás.

A perfuração horizontal ainda permite alcançar objetivos que se encontram bastante afastados horizontalmente da sua locação de superfície. Esses poços de longo alcance, também conhecidos como ERW (*Extended-Reach Wells*), podem apresentar um afastamento horizontal de mais de 10 km, como é o caso da plataforma *Yastreb*, no campo *Chayvo*, que possui uma perfuração com um deslocamento horizontal de 12.130 metros.

PROCEDIMENTO DA PERFURAÇÃO

A perfuração mais comum de um poço de petróleo é rotativa. Isto é, baseia-se na ação de rotação e peso aplicados a uma broca existente na extremidade de uma coluna de perfuração, constituída, basicamente, pela junção de tubos.

Os fragmentos de rochas são continuamente removidos por meio da injeção de um fluido (lama) de perfuração. Esse fluido é injetado por bombas para o interior da coluna de perfuração, sai pela broca na extremidade e retorna a superfície pelo espaço anular entre a coluna e a parede do poço.

Um poço de petróleo é perfurado em fases. Resumidamente, ao atingir uma determinada profundidade, a coluna e broca são removidas. É descido então, um tubo de revestimento de aço. Esse revestimento é cimentado no poço, isolando as rochas atravessadas. Após isso, é novamente descida a coluna de perfuração com uma broca de menor diâmetro. E inicia-se a perfuração da próxima fase.

Thomas (2001) agrupa os equipamentos utilizadas na perfuração por “sistemas”. Os principais são os sistemas: de “sustentação de cargas”; de “geração e transmissão de energia”; de “movimentação de cargas”; de “rotação”; de “circulação”; de “segurança do poço”; de “monitoramento e de subsuperfície”.

SISTEMA DE SUSTENTAÇÃO DE CARGAS

Esse sistema corresponde aos equipamentos responsáveis por sustentar o peso da broca e coluna de perfuração em utilização, bem como os tubos a disposição para uso. Os equipamentos desse sistema são: mastro ou torre, subestrutura, fundação e estaleiro.

A torre ou mastro é uma estrutura piramidal de aço, que promove um espaçamento vertical livre acima da plataforma de modo a permitir a execução das manobras de retirada ou descida da coluna de perfuração. Em alguns casos, essa estrutura possui mais de 45 metros.

A subestrutura é constituída também de aço e sustenta a torre ou mastro. Ela cria um espaço de trabalho sob a plataforma, onde são instalados os equipamentos de segurança do poço.

A fundação nada mais é que a base que fica apoiada sobre o solo, constituída geralmente de concreto e aço. E o estaleiro é uma estrutura metálica que acomoda todas as tubulações disponíveis, de modo a facilitar seu manuseio e transporte.

SISTEMA DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA

A energia utilizada nos equipamentos dos sistemas de uma perfuração é geralmente fornecida por motores diesel. Porém, podem ser obtidas, também, por meio de turbinas a gás, quando esse tipo de hidrocarboneto é produzido na própria plataforma, ou ainda, quando disponível, pode ser utilizada a energia elétrica de redes públicas.

Os sistemas de transmissão são variados, podendo trabalhar tanto com corrente alternada quanto contínua. E a energia gerada é transmitida para os equipamentos de todos os sistemas, como o guincho, as bombas, o sistema de rotação, entre outros.

SISTEMA DE MOVIMENTAÇÃO DE CARGAS

Esse é o sistema que permite a movimentação dos tubos perfuração, de revestimento, brocas e outros equipamentos. Os principais elementos deste sistema são: guincho, bloco de coroamento, catarina, cabo de perfuração, gancho e elevador.

O guincho é o equipamento que recebe a energia mecânica responsável por fornecer tração ao cabo de perfuração. É constituído por um tambor principal, onde é enrolado o cabo, freios, molinetes, embreagens e até um tambor auxiliar, utilizado para movimentação de equipamentos leves.

O bloco de coroamento é um conjunto estacionário de 4 a 7 polias, localizado na parte superior do mastro ou torre. A catarina é um conjunto de 3 a 6 polias móveis. O cabo de perfuração passa alternadamente pelas polias do bloco de coroamento e catarina.

Na estrutura inferior da catarina ficam localizados o gancho e o elevador. O gancho é uma estrutura cilíndrica com função de amortecer os golpes na movimentação das cargas, e o elevador é um equipamento na forma de anel bipartido, que prende e sustenta os tubos durante a movimentação.

SISTEMA DE ROTAÇÃO

O sistema de rotação da broca em uma perfuração, pode se dado por 3 tipos de mecanismos diferentes: mesa rotativa, top drive e motor de fundo.

A mesa rotativa é um equipamento que transmite uma rotação ao *Kelly*, um tubo de parede externa poligonal (de seção quadrada ou hexagonal). O *Kelly*, por sua vez, transmite a rotação à coluna de perfuração. Nesse mecanismo, existe ainda um dispositivo chamado *Swivel*, que separa os elementos rotativos dos estacionários. Sendo assim a parte superior do equipamento não gira e sua parte inferior permite a rotação. É também através do *Swivel* que é injetado o fluido de perfuração na coluna.

Já o *Top Drive*, trata-se de um motor conectado no topo da coluna, eliminando o uso da mesa rotativa e do *Kelly*. O motor desliza em trilhos fixados à torre, para absorção do torque devido à rotação. Esse sistema permite que a retirada ou descida da coluna seja feita tanto com rotação, como circulação de fluido, o que é extremamente importante em poços de alta inclinação.

O mecanismo de motor de fundo consiste em um motor hidráulico tipo turbina ou de deslocamento positivo, colocado acima da broca. Nesse sistema o torque é gerado pela passagem de fluido de perfuração no interior do motor. O giro só se dá na parte inferior do equipamento, com isso a coluna de perfuração não gira, reduzindo significativamente seu desgaste. Essa característica também faz

com que esse sistema seja amplamente empregado na perfuração de poços direcionais, principalmente, horizontais.

SISTEMA DE CIRCULAÇÃO

Esse sistema engloba tantos os equipamentos de circulação quanto de tratamento do fluido de perfuração. Inicialmente, o fluido é succionado dos tanques pelas bombas de lama, sendo injetado na coluna de perfuração até sair por orifícios na broca conhecidos como jatos de brocas. O fluido retorna à superfície percorrendo o espaço anular entre a coluna e a parede do poço. Na superfície, o fluido passa por um tratamento.

O tratamento consiste na eliminação de sólidos ou gás incorporados a ele, e quando necessário, na adição de produtos químicos. O primeiro equipamento nessa fase é a peneira vibratória, que tem a função de separar os sólidos mais grosseiros. Posteriormente, o fluido passa pelo desareiator, que retira a areia, e pelo dessiltador, que retira partículas equivalentes ao silte.

O fluido ainda é encaminhado para um equipamento denominado *mud cleaner*, que nada mais é que um dessiltador com uma peneira. E ainda é possível utilizar centrífugas, para a retirada de partículas ainda menores que não foram removidas. Um último equipamento é o desgaseificador, que elimina o gás incorporado. O fluido segue então para os tanques e podem ser adicionados produto químicos, caso necessário.

SISTEMA DE SEGURANÇA DO POÇO

O sistema de segurança, além da “cabeça de poço”, que permite a ancoragem e vedação das colunas de revestimento, contém os preventores, conhecidos como BOP (*Blowout Preventer*).

O BOP é o equipamento mais importante de segurança em uma perfuração. Basicamente, trata-se de um conjunto de válvulas que permite fechar o poço. Ele é acionado quando se ocorre um *kick*, isto é, um fluxo indesejado de fluidos da formação para o poço, e logicamente, quando ocorre o *blowout*, o fluxo indesejado e incontrolado.

Existem praticamente dois tipos de mecanismos dos preventores: o anular e o de gaveta. O BOP anular fecha o anular de um poço através da ação de um pistão deslocado em um corpo cilíndrico e comprimindo uma borracha contra a tubulação. Já no BOP de gaveta, dois pistões deslocam duas gavetas, uma contra a outra, transversalmente ao eixo do poço.

O arranjo do BOP consiste no empilhamento de diversos mecanismos preventores. A quantidade de preventores utilizados depende do campo explorado. Por exemplo, em campos *onshore*, é geralmente utilizado um preventor anular e dois do tipo gaveta. Já no ambiente *offshore*, são instalados normalmente dois anulares e três ou quatro gavetas.

SISTEMA DE MONITORAMENTO

É percebido que para um máximo de eficiência e economia, é necessária uma perfeita combinação entre os vários parâmetros da perfuração. O sistema de monitoramento, portanto, consiste nos equipamentos para registro e controle destes parâmetros. Esses equipamentos podem ser classificados como “indicadores” ou “registradores”.

Os “indicadores”, apenas indicam o valor do parâmetro em questão. Os principais são: o “indicador de peso” no gancho e sobre a broca, o “manômetro” que indica a pressão de bombeio, o “torquímetro” que mede o torque na coluna e nas conexões, o “tacômetro” que mede a velocidade de rotação, entre outros.

Já os “registradores”, traçam curvas dos valores medidos. Um dos mais importantes é o registrador que mostra a taxa de penetração da broca, essa informação permite avaliar as mudanças das formações penetradas, o desgaste da broca e a adequação dos parâmetros de perfuração.

SISTEMA DE SUBSUPERFÍCIE

O sistema de subsuperfície consiste na coluna de perfuração e broca. A coluna de perfuração é responsável por aplicar rotação e peso sobre a broca. Ela é constituída por tubos que são classificados em: comandos, tubos pesados e tubos de perfuração. Os comandos são elementos que fornecem peso e rigidez a coluna, os tubos pesados são os intermediários que promovem uma transição de rigidez, e os tubos de perfuração são os mais próximos à broca, sendo mais flexíveis e ocupando a maior parte da coluna de perfuração.

A broca, logicamente, é o equipamento que promove a ruptura e desagregação das rochas ou formações. Esse equipamento pode ser classificado em: broca com partes móveis e broca sem partes móveis.

As brocas sem partes móveis diminuem a possibilidade de falhas. Elas podem ser constituídas por lâminas de aço, diamantes naturais ou diamantes artificiais. As primeiras possuem uma vida útil muito curta, sendo raramente utilizadas. As de diamantes naturais perfuram pelo efeito de esmerilhamento e são mais utilizadas em operações de testemunhagem. Já os diamantes sintéticos permitem uma perfuração pelo mecanismo de cisalhamento, podendo ser utilizadas em formações mais duras e abrasivas.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

A perfuração consiste na etapa onde se tem a constatação efetiva da presença ou não de hidrocarbonetos em um campo de petróleo, em quantidades economicamente viáveis. É um processo

bastante complexo, e que ao longo do tempo foi evoluindo e apresentando novas tecnologias e técnicas para a solução de obstáculos e otimização da exploração.

Dentre essas técnicas, observam-se as distinções entre os tipos de perfuração, em: vertical, direcional e horizontal. Enquanto a perfuração vertical é a mais intuitiva, visando um objetivo abaixo da sonda de perfuração, as perfurações direcionais e horizontais conseguem desviar de obstáculos e visar objetivos horizontalmente distantes da sonda de perfuração.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Falcão JL (2007). et al. Perfuração em Formações Salinas. *Perfuração em Formações Salinas*, 2(2).

Gontijo GSV (2015). Aplicação do Método dos Elementos de Contorno na simulação dos fenômenos dos cones de água e de gás em poços de petróleo horizontais. Universidade de Brasília (Dissertação), Brasília. 128p.

Souza LZDE (2011). Estudo do estado da arte da perfuração direcional de poços de petróleo. Universidade Federal do Espírito do Santo (Monografia), Vitória. 135p.

Thomas JE et al (2001). *Fundamentos Engenharia Petróleo*. 2 ed. Rio de Janeiro: Interciência. 278p.

Completação e intervenção em poços de petróleo

INTRODUÇÃO

O Assim que se termina a perfuração e são realizados os testes para determinar a viabilidade econômica de produção de determinado poço, é necessário colocá-lo em condições seguras para a sua produção. O conjunto de operações realizadas nesta etapa, para equipar o poço, chama-se completção (Silva, 2016).

Ainda de acordo com Silva (2016), diversos fatores devem ser levados em consideração para decidir o tipo de completção mais adequado ao poço. Dentre esses fatores estão: localidade do poço, número de zonas produtoras, mecanismos de produção, tipos de fluidos, entre outros. De modo geral, o ideal é que a completção tenha caráter permanente, a fim de minimizar as futuras operações de intervenção no poço.

Thomas et al. (2001), em seu livro Fundamentos de Engenharia de Petróleo, classifica os tipos de completção de poços quanto: ao posicionamento da cabeça do poço; ao revestimento de produção e ao número de zonas explotadas.

CLASSIFICAÇÃO QUANTO AO POSICIONAMENTO DA CABEÇA DO POÇO

Nesse tipo de classificação é considerado o local de instalação da cabeça do poço e da árvore de natal. Em sistemas *onshore*, isto é, em ambientes terrestres, a cabeça do poço fica localizada na superfície, caracterizando o tipo de “completção convencional”, ou também denominada “completção seca”.

Já na maioria dos casos nos sistemas *offshore* (ambiente marítimo), os equipamentos de superfície são instalados no leito submarino, caracterizando a completção molhada. É interessante ressaltar que, em alguns casos, em águas rasas, é possível instalar a árvore de natal na própria plataforma, caracterizando uma completção seca, mesmo se tratando de um sistema *offshore*.

CLASSIFICAÇÃO QUANTO AO REVESTIMENTO DE PRODUÇÃO

Resumidamente, o termo revestimento refere-se a estrutura utilizada na parede do poço, isto é, é a barreira entre o meio poroso e o interior do poço. Ao longo da perfuração são descidos e cimentados dutos de aço. Nesse tipo de classificação da completção, leva em conta o tipo de revestimento utilizado na região de produção, isto é, a zona do poço onde estão localizados os fluidos que se deseja produzir. As completções podem ser então do tipo: “poço aberto”, “revestimento canhoneado” ou “*liner* rasgado”.

Na completção de “poço aberto” a parede do poço na zona de produção fica sem nenhuma estrutura de revestimento, o que aumenta consideravelmente a área de abertura ao fluxo, porém é um tipo de completção utilizada em formações bem consolidadas e com pouco risco de desmoronamentos.

No “revestimento canhoneado”, que é o tipo de completção mais utilizado, os tubos de revestimento são cimentados em toda extensão do poço. Nas zonas produtoras é realizado o canhoneio, isto é, cargas explosivas e direcionadas são detonadas, perfurando o tubo, o cimento e até parte da formação, criando comunicações do meio poroso para o interior do poço.

Um *liner* é uma estrutura semelhante ao tubo de revestimento, que ao invés de ser cimentado na zona produtora, fica acoplado (suspenso) nos revestimentos superiores. Na completção de “*liner* rasgado”, essas estruturas são descidas previamente rasgadas e instaladas defronte as zonas de interesse. Existe ainda uma variante de *liner* que é canhoneada.

CLASSIFICAÇÃO QUANTO AO NÚMERO DE ZONAS EXPLOTADAS

Nesse tipo de classificação as completações dividem-se em “simples” e “múltipla”. Na “completação simples” a coluna de produção possibilita produzir de modo controlado e independente somente uma zona de interesse.

Vale lembrar que, é denominado coluna de produção, a tubulação metálica descida no interior do revestimento do poço, que é responsável por conduzir os fluidos produzidos até a superfície.

Já a “completação múltipla” permite produzir ao mesmo tempo duas ou mais zonas diferentes do reservatório, através do mesmo poço. Esse tipo de completação pode ainda ser subdividida em “seletiva” ou “dupla”. Na “completação múltipla seletiva” a coluna de produção possui aberturas em duas ou mais zonas para permitir a entrada de fluidos. Já na “completação múltipla dupla” são descidas duas colunas de produção independentes, uma para cada zona de interesses.

ETAPAS DA COMPLETAÇÃO

Reunindo os conhecimentos apresentados por Leite (2001), Silva (2016) e Thomas et al. (2001), observa-se que as etapas (opcionais e obrigatórias) que compõe a completação típica de um poço são, em ordem cronológica: a instalação de equipamentos de superfície; o condicionamento do poço; a avaliação da cimentação; o canhoneio; o fraturamento hidráulico; a instalação da coluna de produção e a colocação do poço em produção.

INSTALAÇÃO DE EQUIPAMENTOS DE SUPERFÍCIE

Basicamente, nesta etapa são instalados a cabeça do poço e o BOP (*Blow Out Preventer*) um equipamento cuja principal função é impedir que os fluidos das formações atinjam a superfície de maneira

descontrolada. Instalados esses equipamentos, é possível acessar o interior do poço, com toda a segurança necessária, para a execução das demais fases.

CONDICIONAMENTO DO POÇO

Nesta etapa é realizado tanto o condicionamento do poço propriamente dito, quanto a substituição do fluido de perfuração pelo fluido de completação. O condicionamento consiste na descida de uma ferramenta composta por uma broca e um raspador. Este equipamento serve para gabaritar o interior do revestimento, isto é, remover tampões mecânicos ou restos da cimentação que porventura existirem no interior do revestimento.

Já o fluido de completação que substituirá o fluido de perfuração, geralmente, é uma solução salina, cuja composição é compatível com o reservatório e com os fluidos nele contido. E com uma densidade capaz de fornecer uma pressão hidrostática, no fundo do poço, ligeiramente superior à pressão do reservatório, impedindo o fluxo de fluidos da formação para o interior do poço.

AVALIAÇÃO DA CIMENTAÇÃO

A cimentação possui basicamente duas principais funções, tanto propiciar um suporte mecânico ao revestimento, quanto promover uma vedação hidráulica impedindo a migração de fluido através e por trás do revestimento.

A avaliação da cimentação, portanto, permite evitar problemas como a produção de fluidos indesejáveis, teste de avaliação das formações incorretos, prejuízos no controle de reservatórios, operações de estimulação malsucedidas e até mesmo a perda total do poço.

Para se avaliar a qualidade da cimentação, são utilizados perfis acústicos, que medem a aderência do cimento ao revestimento e do cimento à formação. Podem ser citados como exemplos desses perfis

de avaliação: o CBL e VDL, que são perfis sônicos, e também o CEL ou PEL, que é um tipo de perfil ultrassônico.

CANHONEIO

O canhoneio consiste na perfuração do revestimento utilizando cargas explosivas, especialmente moldadas para esta finalidade, promovendo a comunicação do interior do poço com a formação produtora. A explosão dessas cargas gera jatos de energia que atravessam o revestimento, o cimento e ainda penetram a formação, criando canais de fluxo do meio poroso para o poço.

Os canhões utilizados podem ser descidos através de um cabo pelo revestimento (canhoneio convencional), ou por cabo através da coluna de produção (o que limita o diâmetro do canhão e conseqüentemente seu potencial explosivo), ou até mesmo enroscado na coluna de produção (tipo que possui a maior capacidade explosiva)

Considera-se o canhoneio uma etapa opcional, pois, como visto, existe a possibilidade de uma completação do tipo poço aberto, no qual não é necessário a realização do canhoneio em si. Porém, na maioria das completações, é realizada essa etapa de explosões controladas.

FRATURAMENTO HIDRÁULICO

O fraturamento hidráulico trata-se também de uma outra etapa opcional, que é frequentemente utilizada na exploração de reservatórios não convencionais. Basicamente, consiste na injeção, sob altas pressões, de uma solução composta por água, produtos químicos e um propante (normalmente areia, mas podem ser utilizados também materiais cerâmicos).

De maneira resumida, a solução ao ser injetada no poço, sob altas pressões, cria fraturas artificiais na rocha reservatório. Quando cessada a pressão de bombeamento, o material propante impede o fechamento natural das fraturas e uma parte dos fluidos utilizados é recuperado (o chamado *flowback*).

As fraturas criadas aumentam o rendimento da produção de fluidos das rochas hidráulicamente fraturadas. Existe ainda a possibilidade de utilizar produtos químicos ácidos na solução, buscando promover uma acidificação na rocha matriz, quando essa junção de técnicas acontece é denominada “fraturamento ácido”.

INSTALAÇÃO DA COLUNA DE PRODUÇÃO

A coluna de produção é o equipamento formado pelo conjunto de tubos metálicos, onde são conectados os demais componentes e dispositivos. Ela é descida e instalada no interior do revestimento cimentado no poço. Entre as funções da coluna de produção, destacam-se:

- Condução dos fluidos produzidos até a superfície (principal função);
- Possibilitar a instalação de equipamentos para elevação artificial;
- Viabilizar a circulação de fluidos de amortecimentos do poço, no caso de possíveis intervenções futuras.

Vale lembrar que sua principal função de conduzir os fluidos produzidos até a superfície, serve principalmente para proteger o revestimento do poço. Isto é, caso os fluidos escoassem diretamente pelo revestimento, este estaria susceptível aos fluidos abrasivos e corrosivos, além das altas pressões.

A instalação da coluna de produção observa os aspectos de segurança, operacional e econômico. Além disso, varia de acordo com diversos fatores, tais como:

- Localização do poço (*onshore* ou *offshore*);
- Sistemas de elevação (natural ou artificial);

- Propriedades dos fluidos produzidos (viscosidade e corrosividade)
- Número de zonas produtoras (completação dupla, seletiva e simples)
- Fases dos fluidos de produção (mono, bi ou trifásico)
- Produção de areia;
- Vazão de produção

COLOCAÇÃO DO POÇO EM PRODUÇÃO

Como durante a completção, o poço encontra-se amortecido devido ao fluido de completção, é necessário “dar a partida” na produção dos fluidos. Essa indução de surgência, ocorre justamente nesta última etapa, e pode ser realizada por diversas maneiras, tais como as técnicas de: válvula de *gas-lift*; flexitubo; pistoneio e substituição de fluidos.

A técnica da “válvula de *gas-lift*” consiste na gaseificação do fluido no interior da coluna, reduzindo assim sua hidrostática. O gás é injetado pelo anular e passa para o interior da coluna, de maneira controlada, através das válvulas de *gas-lift*.

O “flexitubo” é uma outra técnica que também se baseia na gaseificação dos fluidos da coluna de produção. Neste caso, porém, o gás é injetado por um tubo flexível de metal (flexitubo), descido pelo interior da coluna.

Já a técnica do “pistoneio” é um procedimento que consiste na retirada gradativa do fluido poço, por meio de um pistão descido a cabo, na coluna de produção.

Por fim, a técnica de “substituição de fluidos”, como o próprio nome sugere, trata-se da substituição dos fluidos da coluna por um outro mais leve.

INTERVENÇÕES EM POÇOS

Posteriormente à completação, durante toda a vida produtiva dos poços, são necessárias e realizadas intervenções, também conhecidas como *workover*, para o mantimento ou otimização da produção. Essas intervenções podem ser realizadas com ou sem sonda.

Sem a necessidade de sonda, têm-se diversas operações com cabo, tais como: substituição de válvulas de *gas-lift*; registros de pressão e abertura e fechamento de *sliding sleeves*.

Quando existe a necessidade de utilizar uma sonda, geralmente essas intervenções visam corrigir: falhas mecânicas na coluna de produção ou revestimento; restrições que prejudicam a produtividade do poço e produções excessivas de água, gás ou areia.

As *workover's* podem ser classificadas como, intervenções de: avaliação, recompletação, restauração, limpeza, estimulação, mudança do método de elevação e abandono.

As “intervenções de avaliação” são aquelas que possuem o objetivo de diagnosticar as causas da baixa produtividade, ou também, avaliar outras zonas que não se encontram em produção.

As “intervenções de recompletação” são aquelas que objetivam substituir as zonas que estavam em produção ou colocar novas zonas em produção. Esse tipo de intervenção também se dá quando deseja-se converter um poço produtor em um poço injeto, ou vice-versa.

As “intervenções de restauração” são aquelas que buscam restabelecer as condições normais de fluxo do reservatório para o poço, através da eliminação de danos na formação. Ou ainda, são aquelas que eliminam e corrigem falhas mecânicas na estrutura, ou que buscam reduzir a produção excessiva de gás ou água.

Já as “intervenções de limpeza” são aquelas compostas por atividades realizadas no interior do revestimento de produção, que visam limpar o fundo do poço ou substituir os equipamentos de

subsuperfície, melhor o rendimento da produção. Um exemplo clássico, é a retirada de sólidos depositados no fundo do poço que estejam tamponando os canhoneados.

As “intervenções de mudança do método de elevação” são aquelas utilizadas para substituir um método elevação artificial inadequado ou com defeito, que esteja restringindo a vazão de produção.

As “intervenções de estimulação” são aquelas que objetivam aumentar o índice de produtividade do poço. Os métodos mais utilizados são, os já citados, faturamento hidráulico e acidificação, embora essas atividades sejam mais realizadas durante a completação do poço. Vale lembrar que a acidificação pode ser considerada também uma intervenção de restauração.

Por fim, as “intervenções de abandono” são aquelas realizadas no final de operações, visando tamponar o poço, de acordo com as normas rigorosas que objetivam minimizar riscos de acidentes e danos ao meio ambiente. Quando se tem uma previsão de retornar ao poço, no futuro, realiza-se o “abandono temporário”. Já quando não se prevê o retorno ao poço, é efetuado o “abandono definitivo”. Ambos procedimentos são realizados mediante o assentamento de tampões de cimento ou mecânicos. A diferença entre os dois, basicamente, consiste na retirada total dos equipamentos, abandono definitivo.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

A completação nada mais é que o conjunto de operações realizadas após a perfuração, que visam colocar o poço em condições seguras de produção. Um bom planejamento e execução da completação possibilita não só uma otimização da produção, como também, reduz as necessidades de grandes intervenções futuras, o que são geralmente muito caras e trabalhosas.

As intervenções, também chamadas de *workovers*, são operações que buscam o mantimento e otimização da produção, durante a vida produtiva de determinado poço. Elas podem ser realizadas com ou sem sonda, a depender da complexidade da manobra a ser executada.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Leite JF (2001). Completação de poços. Simpósio de Hidrogeologia do Nordeste. 69-76.

Silva AOM (2016). Perfuração e completação de poços HPHT. Universidade Federal Fluminense (Monografia), Niterói. 74p.

Silveira GAG et al. (2016). Aplicabilidade dos diferentes tipos de completação em poços terrestres produtores de gás na Bacia do Parnaíba. Universidade Federal do Rio de Janeiro (Monografia), Rio de Janeiro. 72p.

Thomas JE et al (2001). Fundamentos Engenharia Petróleo. 2 ed. Rio de Janeiro: Interciência. 278p.

Fluidos de perfuração de poços de petróleo

INTRODUÇÃO

Para se atingir as áreas de interesse, onde os hidrocarbonetos estão armazenados, faz-se necessário realizar a perfuração. A perfuração de poços de petróleo inclui o uso de ferramenta especiais, bem como, a utilização de um fluido com propriedades também especiais. Este fluido é denominado fluido de perfuração.

Registros mais antigos apontam que uma mistura lamacenta de água e argila era utilizada nas perfurações. Com o objetivo de “amolecer” a rocha facilitando a penetração e auxiliando na remoção dos pedaços de rochas pulverizados. Essa é uma das razões no qual o fluido de perfuração também era conhecido como “lama de perfuração”.

Hoje em dia, os fluidos de perfuração ainda são chamados de lamas, porém não são constituídos apenas de água e argila. Ao invés disso, os engenheiros de fluido projetam cuidadosamente compostos e misturas para atender às especificações de perfuração em diversas condições.

CONCEITOS DE FLUIDO DE PERFURAÇÃO

Os fluidos de perfuração são encarados de diferentes maneiras por diferentes autores. O Instituto Americano de Petróleo (API), por exemplo, considera fluido de perfuração qualquer fluido circulante capaz de tornar a operação de perfuração viável.

Já outros autores, como Thomas et al. (2001), consideram os fluidos de perfurações como misturas complexas de sólidos, líquidos, produtos químicos e, por vezes, até de gases. Podendo assumir aspectos de suspensão, dispersão coloidal ou emulsão, dependendo do estado físico dos componentes.

FUNÇÕES E CARACTERÍSTICAS DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

Os fluidos de perfuração, basicamente, possuem a função de limpar o fundo do poço dos cascalhos gerados pelas brocas, carreando-os para a superfície. Além disso, essa lama exerce também pressão hidrostática sobre as formações, evitando o influxo de fluidos indesejáveis e estabilizando as paredes do poço. Por fim, os fluidos ainda resfriam e lubrificam a coluna e broca de perfuração.

Essas misturas devem ser especificadas de forma a garantir uma perfuração rápida e segura. Dessa forma, é desejável que os fluidos de perfuração apresentem as seguintes características:

- Ser bombeável;
- Ser quimicamente estável;
- Aceitar tratamentos físicos e químicos;
- Manter os sólidos em suspensão, quando estiver em repouso;
- Estabilizar as paredes do poço, mecânica e quimicamente;
- Facilitar a separação dos cascalhos no tratamento;
- Ser inerte em relação a danos às rochas produtoras;
- Facilitar as interpretações geológicas;
- Possuir baixo grau de corrosão e abrasão aos equipamentos;
- Possuir um custo compatível com a operação.

TIPOS DE FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

Os fluidos são classificados, geralmente, em função da sua composição. Apesar de ocorrerem algumas divergências entre os autores, o principal critério da classificação é baseado no constituinte principal da fase contínua ou dispersante. Dessa forma, os fluidos são divididos em: fluidos à base de água; fluidos à base de óleo; fluidos à base sintética e fluidos à base de ar ou gás.

FLUIDOS À BASE DE ÁGUA

Nesse tipo de fluido, logicamente, a água é a fase contínua e o principal componente, podendo ser utilizada a água doce, dura ou salgada.

A “água doce” é aquela que possui uma salinidade inferior a 1000ppm de NaCl equivalente. É o tipo de água que não necessita de um pré-tratamento pois não afeta o desempenho dos aditivos utilizados.

Já a “água dura”, trata-se daquela com presença de sais de cálcio e de magnésio dissolvidos, em concentração suficiente para alterar a performance dos aditivos químicos.

A “água salgada” pode ser natural, como a água do mar, ou uma água salgada por meio da adição de sais como NaCl, KCl ou CaCl₂.

Os principais fatores para a seleção do tipo de água são: disponibilidade, custo de transporte e tratamento, tipos de formações geológicas perfuradas, produtos químicos utilizados, além dos equipamentos e técnicas de perfuração empregados. Os fluidos de perfuração à base de água são inicialmente divididos em: Inibidos e Não Inibidos.

Os “fluidos não inibidos” são utilizados, principalmente, na perfuração das camadas rochosas superficiais, as quais são, geralmente, inertes ao contato com água. Essa categoria ainda pode ser subdividida em fluidos “nativos”, “levemente tratados” e “com baixo teor de sólidos”. Os primeiros, utilizam o fluido sem nenhum tratamento, enquanto os fluidos levemente tratados realizam tratamentos

simples com floculantes ou dispersantes. Já os fluidos com baixo teor de sólidos são utilizados para aumentar a taxa de penetração da broca.

Os “fluidos inibidos”, por sua vez, são empregados na perfuração de rochas com elevado grau de atividade na presença de água, isto é, rochas que interagem quimicamente com o fluido, tornando-se plástica, expansível, dispersível ou até mesmo solúvel.

Os “fluidos inibidos” também podem ser subdivididos, nos que utilizam uma Inibição física ou inibição química. Os inibidores físicos, geralmente, impedem o contato direto com a água, sendo exemplo desses inibidores os polímeros, os lignosulfonatos e até mesmo emulsões com óleo. Já os inibidores químicos reagem com a rocha, reduzindo a interação desta com a água, são exemplos: os eletrólitos (Ca, K, NH₄ e Na) e os fluidos salgados saturados.

As vantagens dos fluidos à base de água em relação aos demais consiste na grande aceitação ambiental, baixos custos, possibilidade de ser biodegradável e de fácil dispersão na coluna d'água. Entretanto, esse tipo de fluido apresenta uma baixa capacidade de inibição de folhelhos, de lubricidade e de estabilização térmica (Rangel, 2015).

FLUIDOS À BASE DE ÓLEO

Tendo em vista as dificuldades apresentadas pelos fluidos à base de água, como a baixa lubricidade e estabilização térmica, entre a década de 40 e 50, surgiram os fluidos à base de óleo.

As principais características dos fluidos à base de óleo vão de encontro com as deficiências dos fluidos à base de água. Essas características são:

- Baixíssima taxa de corrosão;
- Propriedades controláveis em altas temperaturas;
- Alto grau de lubricidade;

- Ampla intervalo de variação de densidade;
- Baixa solubilidade de sais inorgânicos;
- Alto grau de inibição em relação às rochas ativas (como o folhelho, por exemplo).

Dessa forma, esse tipo de fluido tem apresentado melhores resultados em poços HPHT (alta pressão e alta temperatura), em formações de folhelho (tanto argilosos, quanto plásticos), em poços direcionais horizontalmente afastados (devido a menor abrasão), em formações salinas (seja de halita, silvita ou carnalita), e em diversas outras explorações onde o fluido aquoso não seja tão adequado.

Entretanto devido ao alto custo e grau de poluição, os fluidos à base de óleo são empregados com menor frequência do que os fluidos à base de água, além de estarem sujeitos a rigorosa restrição ambiental, principalmente em relação ao descarte (Caenn, 2014).

Além da questão ambiental e dos altos custos, existem ainda outras desvantagens dos fluidos oleosos, como: dificuldade na detecção de gás (devido a solubilidade na fase contínua), dificuldade no combate à perda de circulação e menor número de perfis que podem ser executados.

Basicamente, os fluidos oleosos são divididos em dois tipos: Emulsão água-óleo e Emulsão Inversa. Na emulsão água-óleo, o teor de água é menor que 10%. Enquanto na emulsão inversa esse teor fica entre 10 a 45%. A escolha de cada tipo depende principalmente do custo e das características do campo.

FLUIDOS À BASE SINTÉTICA

Esses tipos de fluidos surgiram na década de 90, e foram desenvolvidos buscando solucionar as problemáticas dos fluidos à base de água, observando também as restrições ambientais impostas aos fluidos à base de óleo.

Os fluidos sintéticos são também chamados de “pseudo-lamas à base de óleo”, pois na prática, substituem os fluidos oleosos, proporcionando uma menor toxicidade e menor produção de volume de resíduos.

O fluido base utilizado são substâncias químicas sintéticas, o que os tornam mais caros do que os oleosos. Porém os fluidos sintéticos são amplamente utilizados em áreas marítimas, onde é proibido o descarte de cascalho quando se perfura com lamas à base de óleo.

Conforme Schaffel (2002), os fluidos sintéticos podem ser divididos em fluidos de primeira e segunda geração. Os fluidos de primeira geração, surgiram inicialmente e são compostos pelos ésteres, éteres, polialfaolefinas (PAOs) e acetatos.

Já os fluidos sintéticos de segunda geração utilizam alquilbenzenos lineares (LABs), linear alfa olefinas (LAOs), olefinas internas (IOs) e parafinas lineares (LPs). Basicamente, os fluidos de segunda geração tendem a serem mais baratos que os de primeira geração, entretanto apresentam também maior toxicidade.

Com isso, os fluidos sintéticos apresentam como vantagem uma maior biodegradabilidade e menor toxicidade ao ambiente marinho, além de emitir menos compostos tóxicos, o que é importante em locais de trabalho fechado, como as sondas *offshores*. Contudo, são mais caros e podem demandar maior volume de aditivos químicos para aumentar sua estabilidade (Rangel, 2015).

FLUIDOS À BASE DE AR OU GÁS

Esse tipo de fluido utiliza, como parte ou todo, o ar ou gás como fluido circulante na perfuração rotativa. É um tipo de fluido não recirculado, empregado em algumas situações, tais como:

- Zonas com perdas de circulação severas;
- Formações com pressão muito baixa;
- Regiões com alta susceptibilidade a danos;

- Formações muito duras (como basalto ou diabásio);
- Regiões glaciais com espessas camadas de gelo;
- Locais com escassez de água.

De acordo com Thomas et al. (2001) os fluidos à base de ar ou gás podem ser divididos em: ar puro, névoa, espuma e aerados.

Na perfuração com ar puro utiliza-se apenas ar comprimido, nitrogênio ou gás natural como fluido. Essa técnica visa aumentar a taxa de penetração, sendo aplicável em formações duras, estáveis ou fissuradas. Porém não é utilizada em formações com elevada quantidade de água ou que contenham hidrocarbonetos.

Em formações que produzam água em quantidade suficiente para comprometer a perfuração com ar puro, é executada em conjunto a perfuração com névoa, que consiste em uma mistura de água dispersa no ar ou gás.

Já a espuma trata-se também de uma dispersão de gás em líquido, porém, a fase contínua é constituída por um filme delgado de uma fase líquida, estabilizada através de um tensoativo específico, denominado espumante. Como a espuma apresenta alta viscosidade, ela é bastante utilizada quando se deseja uma alta eficiência no carreamento dos sólidos.

Por fim, a perfuração com fluidos aerados consiste na diminuição da densidade do sistema por meio da injeção de ar, nitrogênio ou gás natural no fluxo contínuo do fluido. Essa técnica é recomendada para regiões onde ocorrem perdas de circulação severas.

Os fluidos de perfuração à base de ar ou gás, portanto, possuem como principais vantagens a possibilidade de evitar perda de fluidos e danos as formações. Entretanto, possuem como limitações, como baixa tolerância a formações produtoras de água ou salinas.

TRATAMENTO DOS FLUIDOS DE PERFURAÇÃO

O tratamento, ou também denominado condicionamento dos fluidos de perfuração, consiste na retirada de sólidos ou gases incorporados ao fluido durante a perfuração, e quando necessário, na adição de produtos químicos.

Um sistema típico de tratamento conta com uma série de equipamentos, no qual o fluido, após retornar do poço, percorre e é condicionado, eliminando os materiais entendidos como contaminantes da lama. Os principais destes equipamentos são: peneira vibratória, desareiator, dessiltador, *mud cleaner*, centrífugas e desgaseificador.

A “peneira vibratória” é o primeiro equipamento do sistema de tratamento, e possui a função de separar os sólidos mais grosseiros do fluido, tais como cascalhos e grãos maiores que a areia.

O próximo equipamento é conhecido como “desareiator”, que, logicamente, possui a função de retirar a areia do fluido. Consiste em um conjunto, geralmente, de 2 a 4 hidrociclones, com tamanho de 8 a 20 polegadas cada um. Os hidrociclones, basicamente, são equipamentos que aceleram o processo de decantação das partículas através da força centrífuga.

O fluido parte então para o “dessiltador”, que também se trata de um conjunto de hidrociclones, porém, em maior quantidade (geralmente de 8 a 12 unidades) e de menores dimensões (em torno de 4 a 5 polegadas). A função deste equipamento é retirar as partículas com dimensões equivalentes ao silte, que são partículas de tamanho maior que a argila e menor que a areia.

O próximo equipamento geralmente é o “*mud cleaner*”, que nada mais é que um dessiltador com uma peneira. Parte das partículas retiradas nesse equipamento é descartada e parte retorna ao fluido para reduzir os gastos com aditivos.

Em muitos casos, utilizam-se também as “centrífugas”, para retirar partículas ainda menores que porventura não tenham sido removidas pelos hidrociclones.

Por fim, geralmente em perfurações de formações com gás, é utilizado o “desgaseificador”, que é responsável por eliminar o gás da formação que foi incorporado ao fluido durante a perfuração. Evitando problemáticas perigosas durante a recirculação.

Retirados os contaminantes da lama, são adicionados, quando necessário, aditivos químicos para ajustes de propriedades. O fluido então retorna para o tanque de onde é bombeado para o poço novamente.

FLUIDOS ESPECIAIS DE PERFURAÇÃO

Os fluidos especiais de perfuração são aqueles utilizados em situações pontuais. Estes fluidos ainda se enquadram nas classificações gerais, como fluidos à base de água, de óleo, sintético ou ar. O que os caracterizam como especiais, geralmente, são os tipos e quantidades de aditivos utilizados.

Por exemplo, existem fluidos à base de ar, do tipo espuma, que são aditivados com surfactantes, um material tensoativo, permitindo a mistura do fluido com argila o que aumenta a eficiência de carregamento de sólidos. Esse é um tipo especial de fluido de perfuração utilizado nas situações pontuais de grande necessidade de transporte de cascalho para a superfície.

Outro exemplo, são os fluidos à base de água com baixo teor de sólidos, que são empregados quando se deseja aumentar a taxa de penetração da broca. Ou ainda os fluidos aquosos que são emulsionados com óleo, por meio de um tensoativo, o que reduz a densidade do sistema, sendo um tipo de fluido recomendado para zonas de baixa pressão de poros ou de fratura.

Seixas (2010), divide os principais aditivos quanto sua natureza, classificando-os em: “aditivos poliméricos”, “aditivos minerais”, “aditivos salinos” e “aditivos surfactantes”.

Os “aditivos poliméricos” utilizam tanto polímeros naturais (como o amido), quanto sintéticos (como os poliacrilatos). Podem utilizar ainda os polímeros naturais modificados (como o

carboximetilamido). Basicamente, os polímeros atuam nas propriedades como: viscosidade, densidade, lubricidade e filtrado dos fluidos de perfuração.

(ii) Aditivos Minerais

Já os “aditivos minerais” geralmente, são empregados ao fluido após seu beneficiamento. Os principais exemplos são: bentonita, barita, vermiculita, lignina, gipsita, magnetita porosa, dentre diversos outros. São aditivos que vão possuir a função de: modificar a densidade, ajustar a viscosidade, agente antiespumante, material contra perda de circulação, estabilizadores e lubrificantes.

Os “aditivos salinos” são comumente utilizados como inibidores em formações reativas. Os principais exemplos são os sais de cloreto de sódio, cloreto de potássio e cloreto de cálcio. Basicamente, eles possuem a função de dificultar o escoamento hidráulico para a formação, graças à viscosidade de seus filtrados.

Por fim, os “aditivos surfactantes” são também chamados de tensoativos. Como exemplo, podem ser citados os ácidos graxos e até alguns tipos de sabões. Além da principal função emulsificante, esses aditivos podem atuar como agentes espumantes, condicionadores, antiestáticos, bactericidas, dispersantes, solubilizantes, dentre outras funções.

São utilizados ainda diversos outros tipos de aditivos, como os: taninos, paraformaldeídos, fosfatos, organoclorados, etc.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

O fluido de perfuração, ou “lama de perfuração”, é um ingrediente extremamente necessário durante o processo de perfuração do poço. Isso porque, esse fluido possibilita a limpeza do fundo do poço, bem como promove a pressão hidrostática necessária para conter os fluidos da formação. Isso sem

contar, é claro, as funções secundárias, tais como: resfriamento e lubrificação das brocas e colunas de perfuração.

Por mais simples que possa parecer intuitivamente, a “lama de perfuração” abrange diversas tecnologias, existindo uma variedade de tipos de fluidos, podendo ser classificado em: “fluidos à base de água”, “fluidos à base de óleo”, “fluidos à base sintética” e “fluidos à base de ar ou gás”.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Caenn R (2014). Fluidos de perfuração e completação. 6 ed. Rio de Janeiro: GEN LTC. 712p.
- Guimarães IB et al. (2007). Estudo dos constituintes dos fluidos de perfuração: proposta de uma formulação otimizada e ambientalmente correta. IV Congresso Brasileiro De Engenharia Química, 1: 1–8.
- Rangel NS (2015). Gerenciamento de resíduos da perfuração de poços de petróleo e gás offshore: Fluidos e cascalhos de perfuração. Universidade Federal do Espírito Santo (Monografia), Vitória. 62p.
- Schaffel SB (2002). A questão ambiental na etapa de perfuração de poços marítimos de óleo e gás no Brasil. Universidade Federal do Rio de Janeiro (Tese), Rio de Janeiro. 147p.
- Seixas JE (2010). Aditivção de fluidos de perfuração. Universidade Federal Fluminense (Monografia), Niterói. 85p.
- Thomas JE et al (2001). Fundamentos Engenharia Petróleo. 2 ed. Rio de Janeiro: Interciência. 278p.

Propriedade dos fluidos e das rochas dos sistemas petrolíferos

PROPRIEDADE DOS FLUIDOS

As substâncias e misturas podem assumir diferentes formas sem necessariamente alterar sua constituição. Uma forma bem simples de perceber isso é analisar a água, que pode ser encontrada no estado líquido, de vapor ou até na forma de gelo, porém continua sendo formada por duas moléculas de hidrogênio e uma de oxigênio, o clássico H_2O .

Esses diferentes estados físicos também conhecidos como fases, são definidos principalmente pelas condições de pressão e temperatura a que a substância está submetida. Essa dinamicidade da mudança de fases de uma substância ou mistura é justamente o que é denominado como “comportamento de fases”.

Entender o comportamento de fases é extremamente relevante na indústria do petróleo, pois estes fluidos estão constantemente submetidos a alterações das condições de pressão e temperatura durante os seus processos produtivos.

Vale lembrar que o petróleo não é uma substância pura e sim uma mistura de hidrocarbonetos, dessa maneira além de considerar as pressões e temperaturas do sistema, é necessário levar em conta também a composição do fluido.

Percebe-se logo que existe uma diferença do comportamento de fases de uma substância pura para o comportamento de fases de uma mistura. E entender as nuances de cada tipo, permite abordar detalhes críticos de análise e tomada de decisão.

COMPORTAMENTO DAS FASES E CORRELAÇÕES PVT

Um dos principais pontos analisados no comportamento de fases, é a diferença entre o comportamento de fases de um substância pura e o de uma mistura. Quando uma substância pura, na fase líquida, é aquecida, o momento em que uma infinitesimal parte passa para o estado gasoso, é conhecido como “ponto de bolha”. Se esse aquecimento se der em uma pressão constante, a temperatura no ponto de bolha se manterá constante até que toda a substância seja evaporada, mesmo continuando cedendo calor ao sistema.

Já no caso das misturas, quando se atinge o ponto de bolha, à uma pressão constante, ao se continuar cedendo calor ao sistema, é observada também a elevação da temperatura durante o processo de vaporização da mistura.

Isso ocorre pois no momento do ponto de bolha, é atingido a temperatura de ebulição das frações mais leves da mistura. Com isso, é necessário que a temperatura seja elevada para que se atinja os pontos de ebulição dos componentes mais pesados. E assim conseguir a vaporização completa de todos as frações.

Na engenharia de petróleo, além do entendimento do comportamento de fase, principalmente de uma mistura, é interessante também o conhecimento sobre diversas outras propriedades físicas, tais como: densidade, viscosidade, massa específica, pressão de saturação, fator volume de formação, coeficiente de compressibilidade, tensão superficial, dentre outras.

A maioria dessas informações são geralmente determinadas através de experimentos laboratoriais, em amostras retiradas de um reservatório real. Essas amostras geralmente são coletadas logo na perfuração inicial, e muitas vezes também, ao longo de toda a vida produtiva do poço.

Essa determinação se dá em laboratório, pois, a medição, *in situ*, de todas essas propriedades, durante a operação de um poço exploratório, é inviável, tanto por causa do tempo demandado para a completa caracterização, quanto pelos altos custos que envolvem as medições dessa natureza.

A grande questão disso tudo, é que na maioria dos casos, as propriedades dos fluidos nas condições de superfície são consideravelmente diferentes daquelas encontradas nas condições de reservatório, visto que em subsuperfície o petróleo está submetido altas temperaturas e pressões.

Além disso, durante a produção, isto é, durante o processo de retirada do hidrocarboneto de subsuperfície, as condições de pressão, volume e temperatura (daí o termo PVT) vão drástica e constantemente se alterando. Isso também ocorre quando são injetados diferentes fluidos no reservatório ou realizado algum outro tipo de método de recuperação.

Para uma mais coerente e adequada caracterização das propriedades, é geralmente realizada a chamada “análise PVT”. Essa análise é um formato de estudo sobre o comportamento de fluidos, realizado com equipamentos específicos e em um ambiente controlado, normalmente conhecido como “célula PVT”.

Nessas células são aplicadas variações de pressão, volume e temperatura nas amostras de petróleo, além de utilizar a injeção de outros fluidos para modificar o estado original do produto. Dessa maneira, é possível simular as diferentes condições em que o hidrocarboneto estará exposto, permitindo uma análise da composição química e das propriedades físicas do óleo e gás.

Existem ainda diversos casos em que não é possível realizar as análises PVT. De Guetto (1995) exemplifica alguns desses casos, como por exemplo quando as amostras coletadas não são confiáveis ou até mesmo quando essas amostras nem se quer foram coletadas para redução de custos.

Nesses casos, uma forma de contornar essa problemática é utilizando as chamadas “correlações PVT”. Essas correlações são importantes ferramentas em tecnologia de reservatórios, as quais são

utilizadas para estimar as propriedades PVT de petróleo a partir de dados basilares e medidas experimentais de outros modelos.

De acordo com Gomes (2008), os modelos de correlações PVT constituem a base da avaliação de reservas de hidrocarbonetos, do planejamento de métodos eficazes de recuperação de petróleo, além dos cálculos de previsão de desempenho futuro de um reservatório.

A Tabela 1 reúne algumas das principais correlações utilizadas na engenharia de reservatórios, além disso, indica a quantidade e local de origem das amostras utilizadas nas análises.

Tabela 1. Correlações utilizadas na engenharia de reservatórios de petróleo. Fonte: os autores.

Autor e Ano	Correlações PVT	Análises
Standing (1947-1981)	Pressão de saturação Razão de solubilidade Fator volume de formação	105 amostras (Califórnia)
Vazquez-Beggs (1980)	Standing modificada Viscosidade do óleo	600 amostras (Mundo)
Petrosky e Farshad (1993)	Vazquez-Beggs modificada Coeficiente de compressibilidade	81 amostras (Texas e Louisiana)
Bayomi e Batanony (1970)	Petrosky e Farshad modificada Massa específica	324 amostras (Egito)

POROSIDADE

As reservas de petróleo nada mais são que acumulações de hidrocarbonetos em rochas reservatórios de subsuperfície. Para que seja possível uma rocha armazenar esses fluidos, uma propriedade necessária é a “porosidade”.

A porosidade é definida como sendo a relação entre o volume de espaços vazios de uma rocha e o volume total da mesma. Ou seja, a porosidade permite mensurar a capacidade de uma rocha em armazenar fluidos.

A porosidade é uma propriedade adimensional, isto é, não é determinada por uma grandeza física, e é geralmente expressa em porcentagem. O valor é obtido literalmente pela razão entre o volume poroso (espaços vazios) e o volume total da rocha.

Existe a conceituação de “porosidade primária” e “porosidade secundária”. A “porosidade primária” é aquela que se desenvolveu durante a deposição original do material.

Já a ‘porosidade secundária’, ou também denominada induzida, refere-se àquela resultante de alguns processos geológicos subsequentes à conversão dos sedimentos em rochas, como por exemplo, as porosidades decorrentes de fraturas ou até mesmo de cavidades formadas pela dissolução de parte da rocha.

Um outro tipo de conceituação que é interessante diferenciar é a “porosidade absoluta” de “porosidade relativa”. Enquanto a primeira considera todos os espaços vazios da rocha, a porosidade relativa considera apenas os poros interconectados, isto é, os espaços ocupados por fluidos que podem ser deslocados do meio poroso.

Por fim, é interessante abordar como é efetivamente medida a porosidade de uma rocha-reservatório. A forma mais comum é através de experimentos laboratoriais em uma amostra da rocha.

O instrumento utilizado na medição é o “porosímetro”, sendo o mais recorrente o “porosímetro de Boyle”. Basicamente, o porosímetro de Boyle é constituído por duas pequenas câmaras, de volumes conhecidos, conectadas por uma válvula.

Com a válvula fechada, umas das câmaras está previamente à vácuo, e a outra recebe a amostra. A válvula é então aberta permitindo que o ar expanda para câmara evacuada. É medida a pressão absoluta do sistema, antes e depois da abertura da válvula.

Na parte matemática do experimento utiliza-se como base a equação e lei dos gases, no qual o produto do volume e pressão iniciais do sistema ($P_i V_i$), é igual ao produto do volume e pressão finais ($P_f V_f$), isto é, após a abertura da válvula (Equação 01).

$$P_i V_i = P_f V_f \quad (\text{Equação 01})$$

Sabendo as pressões inicial (P_i) e final (P_f), bem como o volume de cada câmara (V_c), é possível determinar o volume de sólidos (V_s), que é justamente o volume ocupados somente por rocha, ou seja, o volume da amostra retirados os espaços vazios (Equação 02).

$$P_i (V_c - V_s) = P_f (2 \cdot V_c - V_s) \quad (\text{Equação 02})$$

Diante do conhecimento do volume somente de rocha, e como também é sabido o volume total da amostra (V_t), sabe-se por consequência que a diferente entre os valores é justamente o volume dos espaços vazios ou poros (V_p). Assim é possível determinar finalmente a porosidade (Φ) (Equação 03).

$$\Phi = \frac{V_p}{V_t} = \frac{(V_t - V_s)}{V_t} \quad (\text{Equação 03})$$

PERMEABILIDADE

Uma outra propriedade de alta relevância na indústria petrolífera é a “permeabilidade”. Essa propriedade dimensiona a capacidade de um meio poroso em se deixar atravessar por fluidos.

Para melhor entender essa propriedade, uma clássica analogia feita é com relação aos condutores elétricos, na qual a permeabilidade é equivalente ao inverso da resistência que o material oferece ao fluxo. Portanto, a permeabilidade corresponderá a facilidade do deslocamento do fluido na rocha-reservatório.

De acordo com Rosa (2006), a equação de maior utilização prática na determinação da permeabilidade, foi inicialmente formulada pelo francês Henry Darcy em 1856. Na época, Darcy estudava problemas de tratamento de água através de filtros de areia.

Basicamente, o experimento do francês consistia em observar a vazão (q) de água, deixando o fluido escoar por um filtro de areia de comprimento (L) e área de abertura ao fluxo (A). Medindo ainda o diferencial de pressão (Δp) entre as faces de entrada e saída do filtro.

Nesses estudos Darcy concluiu que “a vazão através de um meio poroso é proporcional à área aberta ao fluxo e ao diferencial de pressão, e inversamente proporcional ao comprimento do meio e à viscosidade (μ) do fluido”.

Diante disso, e utilizando uma constante (k) de proporcionalidade característica do meio poroso, foi possível formular a equação para o fluxo de fluido horizontal em meio poroso (Equação 04):

$$q = \frac{kA\Delta p}{\mu L} \quad (\text{Equação 04})$$

Nessa equação a constante (k) é justamente o valor da permeabilidade absoluta, no qual sua unidade de medida é denominada Darcy, ou suas variações recorrentes, como miliDarcy (mD), por exemplo.

Nos dias atuais, em laboratório, os ensaios para determinação da permeabilidade seguem os mesmos princípios do experimento de Darcy. No qual a amostra de rocha a ser analisada corresponde ao meio poroso, assim como o filtro de areia no experimento do engenheiro francês.

Por fim, vale lembrar que essa formulação foi estabelecida para experimentos controlados e em condições específicas. Quando extrapolada para a determinação da permeabilidade de uma rocha-reservatório real é necessário ajustar diversos fatores, tais como: tipo de fluxo (laminar ou turbulento), direção do fluxo (linear ou radial), associações litológicas (em série ou paralelo), dentre outros.

SATURAÇÃO DE FLUIDOS

Uma outra característica altamente relevante na indústria do petróleo é saber quais e qual a quantidade de cada tipo de fluido presente na rocha. Isso porque o valor econômico do reservatório é alterado de acordo com a quantidade de cada fluido existente.

Por exemplo, na indústria petrolífera, um reservatório majoritariamente preenchido por óleo é mais valioso do que este mesmo reservatório, caso fosse constituído principalmente de água.

A propriedade que determina a quantidade de cada tipo de fluido é denominada “saturação”. A saturação (S_f) de um determinado fluido é dada pela fração do volume de poros (V_p) que é ocupada pelo volume desse fluido (V_f) (Equação 05).

$$S_f(\%) = \frac{V_f}{V_p} \times 100 \quad (\text{Equação 05})$$

Percebe-se logo que a propriedade saturação é adimensional e expressa em porcentagem. Dessa forma, se uma rocha contiver apenas um único tipo de fluido, a saturação deste será de 100%.

Com relação a medição, a determinação da saturação de fluidos pode ser feita por métodos diretos ou indiretos. Os métodos indiretos determinam a saturação através da medida de alguma propriedade física da rocha, tais como: registros elétricos de perfilagem dos poços ou medidas de pressão capilar.

Já os métodos diretos determinam a saturação utilizando diretamente uma amostra de rocha da formação. Vale ressaltar, entretanto, que a medição direta é falha, isso porque diversos fatores alteram a distribuição dos fluidos, na amostra, do poço até o laboratório.

Um desses fatores, por exemplo, pode ser a lama utilizada na perfuração que penetra os poros da formação. Ou também a redução de pressão, que acaba acarretando uma liberação de gás em solução e uma expansão dos fluidos, alterando assim a distribuição original destes.

É justamente por fatores de influência como estes, que são realizados diferentes prévios procedimentos laboratoriais, como a imersão da amostra em óleo diesel, quando se deseja medir a saturação somente de água, ou até mesmo o ato de revestir a amostra com parafina, para evitar a contaminação no trajeto entre o poço e o laboratório.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

Tão importante quanto a engenharia de perfuração ou os equipamentos de produção, é o entendimento das propriedades dos fluidos e das rochas que compõe o sistema petrolífero. Essas propriedades são essenciais para prever o comportamento do reservatório, possibilitando com isso a definição de estratégias para otimização da produção.

Dentre as propriedades dos fluidos podem ser citadas: viscosidade, compressibilidade, fator volume de formação, pressão de saturação, razão de solubilidade, dentre outras. Já com relação as propriedades das rochas, as principais utilizadas é a porosidade, permeabilidade e a saturação de fluidos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- De Ghetto G et al. (1995). *Pressure-volume- temperature correlations for heavy and extra heavy oils. International Heavy Oil Symposium. Society of Petroleum Engineers. Calgary, Alberta.*
- Gomes GB (2008). Análise estatística de correlações pvt de petróleos. Universidade Federal do Espírito Santo (Dissertação), Vitória. 128p.
- Montalvo MEDA (2008). Escoamento de emulsões óleo em água através de micro-capilares. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (Dissertação), Rio de Janeiro. 86p.
- Rosa LAS et al. (2006) Engenharia de reservatório de petróleo. 1 ed. Rio de Janeiro: Interciência. 808p.

ÍNDICE REMISSIVO

B

base de água, 29, 30, 31, 35, 37
base de óleo, 29, 30, 31, 32, 37
base sintética, 29, 31, 37
brocas, 11, 13, 15, 28, 37

C

canhoneio, 18, 19, 21
cimentação, 19, 20
circulação, 10, 12, 13, 22, 31, 32, 33, 36
correlações, 39, 40, 41, 46

D

direcional, 4, 6, 7, 8, 16

F

fluidos especiais, 35
fraturamento hidráulico, 19, 21

H

horizontal, 4, 6, 8, 9, 16, 44

P

porosidade, 41, 42, 43, 46
pvt, 39, 46

R

recompletação, 24

S

saturação de fluidos, 44, 45, 46

T

tratamento, 13, 28, 29, 34, 43

V

vertical, 4, 6, 7, 8, 9, 10, 16

W

workover, 24

SOBRE OS AUTORES



ID Ketson Patrick de Medeiro Freitas possui Graduação em Engenharia de Petróleo (2018) pela Universidade Federal do Amazonas – UFAM e Mestrado em Ciências do Ambiente e Sustentabilidade da Amazônia (2021) também pela UFAM.

ID Priscila Sayme Almeida Souza possui Graduação em Serviço Social (2015) pela Faculdade Metropolitana de Manaus – FAMETRO e Especialização em Psicopedagogia Clínica e Institucional (2017) também pela FAMETRO.





ISBN 978-658831986-4



Pantanal Editora

Rua Abaete, 83, Sala B, Centro. CEP: 78690-000

Nova Xavantina – Mato Grosso – Brasil

Telefone (66) 99682-4165 (Whatsapp)

<https://www.editorapantanal.com.br>

contato@editorapantanal.com.br