

A ARTE DA ELEVAÇÃO DE FLUIDOS DE PETRÓLEO

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



2021

Ketson Patrick de Medeiros Freitas
Priscila Sayme Almeida Souza

A ARTE DA ELEVAÇÃO
DE FLUIDOS 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 ArgenteL-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)

F866a Freitas, Ketson Patrick de Medeiros.
A arte da elevação de fluidos de petróleo [livro eletrônico] / Ketson Patrick de Medeiros Freitas, Priscila Sayme Almeida Souza. – Nova Xavantina, MT: Pantanal, 2021. 53p.

Formato: PDF

Requisitos de sistema: Adobe Acrobat Reader

Modo de acesso: World Wide Web

ISBN 978-65-88319-84-0

DOI <https://doi.org/10.46420/9786588319840>

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 Completção 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
Sistemas <i>onshore</i> e <i>offshore</i> de produção de petróleo	6
Capítulo II	18
Métodos de elevação artificial convencionais	18
Capítulo III	31
Mecanismo de produção e estimativa de reservas de petróleo	31
Capítulo IV	42
Modelagem e simulação numérica de reservatórios de petróleo	42
Índice Remissivo	52
Sobre os autores	53

Sistemas *onshore* e *offshore* de produção de petróleo

INTRODUÇÃO

A cadeia produtiva do petróleo abrange atividades desde a prospecção do óleo até a distribuição dos subprodutos formados (Ribas et al., 2009). A produção é umas dessas atividades, e consiste na efetiva retirada dos hidrocarbonetos de subsuperfície, encaminhando-os para as atividades de processamento e refino.

Os sistemas de produção, portanto, são o conjunto de equipamentos e instalações, para operação e controle, destinados não somente a elevação, mas também a injeção e escoamento dos fluidos produzidos ou movimentados em um campo de petróleo ou gás (API, 2006).

De acordo com Rodriguez (2017), os sistemas de produção são responsáveis pela interface entre os poços e as unidades de processamento, apresentando as funções de: produção, proteção e injeção.

A “produção” tem por função encaminhar o óleo ou gás do poço para as unidades de processamento. Já a função de “proteção” tem por objetivo reduzir os impactos nas válvulas e equipamentos que bloqueiam o fluxo indesejado. Por fim, a função de “injeção” visa transportar e injetar, normalmente, gás ou água no reservatório.

Basicamente, existem dois tipos de sistemas de produção, os localizados em terra, isto é, no continente, chamados sistemas *onshore* e os localizados no ambiente marítimo, denominados sistemas *offshore*. Logicamente, os equipamentos e instalações de cada tipo de sistema possuem características diferentes, visto as diferentes condições a que estão submetidos.

SISTEMAS *ONSHORE* DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO

Os sistemas *onshore* de produção de petróleo são, normalmente, muito mais simples e mais baratos, em relação aos sistemas marítimos, tanto devido as facilidades de instalação quanto pelos materiais empregados. Isso se deve principalmente pelo fato do ambiente marinho ser muito mais agressivo,

exigindo materiais diferenciados e novas tecnologias para resistirem as condições de operação (Senai/DN, 2014). Esses menores investimentos permitem que pequenas e médias empresas tenham oportunidade de participar desse mercado (Figueredo, 2019).

Os sistemas de produção terrestres foram os primeiros a serem desenvolvidos, primeiramente em 1850 na Escócia e em seguida em 1859 nos Estados Unidos. No Brasil a primeira implantação foi em 1939 no bairro Lobato em Salvador (Figueredo, 2020).

Os equipamentos em cada sistema podem até possuir funções semelhantes, porém, suas características são, muitas vezes, bastante diferentes. Alguns dos equipamentos dos sistemas *onshore* de produção são: “cabeça de poço”; “árvore de natal convencional”; “manifold” e “linhas de fluxo”.

CABEÇA DE POÇO

De acordo com Thomas et al. (2001), a “cabeça de poço”, também conhecida como “cabeça de produção”, é um carretel com dois flanges e duas saídas laterais. Quando a cabeça de poço é instalada, o flange inferior fica apoiado na cabeça do revestimento de produção e o flange superior recebe a árvore de natal com seu adaptador.

Uma das saídas laterais serve para a conexão de uma linha de injeção de gás, enquanto a outra saída, denominada *kill line*, é destinada para eventuais amortecimentos do poço. Existe ainda, internamente, uma sede na qual se apoia o suspensor de coluna, que por sua vez, suporta o peso da coluna de produção (Thomas et al., 2001).

ÁRVORE DE NATAL CONVENCIONAL

A “árvore de natal” é um equipamento de superfície constituído por um conjunto de válvulas com a finalidade de permitir, de forma controlada, o fluxo de hidrocarbonetos do poço (Thomas et al., 2001).

O nome “árvore de natal” surgiu na década de 1930, nas províncias petrolíferas terrestres dos Estados Unidos, quando habitantes associaram o equipamento, que estava coberto de neve, a um pinheiro de natal (Petrobras, 2020). O termo “convencional”, ou “seca”, refere-se ao equipamento em

ambientes *onshore*, enquanto a “árvore de natal molhada” trata-se do equipamento instalado no fundo do mar.

Conforme Thomas (2001), as árvores de natal convencionais (ANCs), normalmente, estão equipadas com:

- Duas válvulas mestras (uma inferior manual, e uma superior hidráulica);
- Duas válvulas laterais (uma com acionamento pneumático e outro manual);
- Uma válvula de pistoneio (manual).

Enquanto as válvulas mestras possuem a função principal de fechamento do poço, as válvulas laterais têm o objetivo de controlar o fluxo de fluido, direcionando a produção para a linha de surgência. É à jusante de uma das válvulas laterais que é instalado o *choke*, uma válvula de abertura regulável que permite controlar a vazão de produção do poço.

Já a válvula de pistoneio, que fica localizada no topo da ANC, acima do ponto de divergência do fluxo, possui a função de permitir, quando aberta, a descida de ferramentas dentro da coluna de produção.

Vale destacar, que além do acionamento manual, a existência do acionamento hidráulico em uma das válvulas mestras, e o pneumático nas válvulas laterais, decorre da necessidade de se dispor de duas fontes independentes para acionamento das válvulas e fechamento do poço.

MANIFOLD

Os “*manifolds*” são equipamentos utilizados principalmente nos ambientes *offshore*, porém, é possível observar estruturas, com sua função principal, também em ambientes terrestres.

Basicamente, os *manifolds* são arranjos matriciais, contendo tubulações e válvulas de alinhamento, com equipamentos de passagem e manobra, seja na produção de petróleo ou na injeção de água (Senai/DN, 2014).

A sua função principal é a de concentrar e distribuir a produção, isto é, nos *manifolds*, os hidrocarbonetos vindos dos vários poços de petróleo são agrupados e encaminhados como um grupo só, de acordo com o que é determinado no alinhamento de suas válvulas.

LINHAS DE FLUXO

As “linhas de fluxos”, ou *flowlines*, são os dutos responsáveis pela movimentação dos fluidos produzidos no campo de petróleo e gás. É por meio das linhas de fluxo que os hidrocarbonetos são conduzidos da cabeça do poço até as instalações do processamento.

Os dutos podem ser classificados como rígidos ou flexíveis. As linhas rígidas são constituídas por tubos de aço carbono, que dependendo dos fluidos transportados, podem ser de ligas especiais, inibindo a corrosão, a abrasão e a erosão. Podem ter ainda, um revestimento externo de diversos materiais (Tecpetro, 2015).

Já as linhas flexíveis são constituídas por diferentes camadas. Geralmente, alguma dessas camadas são, de dentro pra fora: carcaça interna de Aço intertravado, barreira de pressão interna, armadura de pressão, camada intermediária de plástico, armaduras de tração, camada externa de plástico e a proteção anti-abrasiva (Tecpetro, 2015).

No ambiente *onshore* os dutos mais utilizados são os rígidos, devido ao seu menor custo. Já os dutos flexíveis, tendo em vista a sua versatilidade, possuem um tempo menor de instalação em ambientes com operacionalidades mais complexas, sendo utilizados normalmente nos sistemas de produção marítimos (Dornellas, 2018).

SISTEMA *OFFSHORE* DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO

Os sistemas marítimos de produção possuem os mesmos equipamentos dos ambientes terrestres, porém tecnologicamente mais desenvolvidos e resistentes as adversas condições de operação. Além disso, existem equipamentos exclusivos dos ambientes *offshore*.

Os principais equipamentos encontrados em um sistema *offshore* de produção de petróleo são: “cabeça de produção”, “árvore de natal molhada”, “*manifold*”, “linhas de fluxo”, “*risers*”, “umbilicais”, “equipamentos de interligação” e “unidades de produção”.

CABEÇA DE PRODUÇÃO

Assim como no ambiente *onshore*, a “cabeça de produção” do ambiente marítimo possui a função de receber a Árvore de Natal e ancorar a coluna de produção. A principal diferença é a maior resistência desse equipamento no ambiente *offshore*. Enquanto em terra o equipamento é constituído por um flange

bipartido, no mar, utiliza-se um mandril enroscado no suspensor de coluna, fornecendo uma maior resistência as altas pressões de operação.

ÁRVORE DE NATAL MOLHADA

A “árvore de natal” é outro equipamento também existente nos sistemas terrestres. No ambiente *offshore* esse equipamento recebe o termo “molhada”. A árvore de natal molhada (ANM) é um equipamento composto por válvulas conectadas ao poço e à unidade de produção na superfície. Essas válvulas controlam o fluxo de produção de petróleo e gás do poço para a superfície, bem como a injeção de líquido e gás da superfície para o poço (Noguchi, 2014).

Conforme Thomas (2001), as ANM’s podem ser classificadas quanto ao modo de instalação e de conexão das linhas de produção e controle, em:

- ANM-DO – *diver operated* (operadas por mergulhador)
- ANM-DA – *diver assisted* (assistida por mergulhador);
- ANM-DL – *diverless* (operada sem mergulhador);
- ANM-DLL – *diverless lay-away* (lançadas e sem mergulhador);
- ANM-GLL – *diverless guidelineless* (sem mergulhador e cabos guia)

As ANM-DO são instaladas em águas de até 200 metros de profundidade e são operadas por mergulhadores, isto é, os profissionais podem operar válvulas e realizar conexões nas linhas de fluxo e controle.

Já as ANM-DA estão localizadas em profundidades de até 300 metros, e o único trabalho previsto para os mergulhadores é a conexão das linhas de fluxo e controle.

As ANM-DL situam-se em lâminas d’água de até 400 metros. Nesse tipo equipamento todas as conexões e acoplamentos são feitas por meio de ferramentas ou conectores hidráulicos, inclusive nas linhas de fluxo e controle.

As ANM-DLL são uma evolução das do tipo DL. Nessa categoria, o equipamento já desce acoplado com as linhas de fluxo e controle, sendo lançado pelo barco de lançamento de linhas, por isso o nome *lay-away*. Geralmente, são utilizadas em profundidades de até 500 metros.

As ANM-GLL, por sua vez, são utilizadas para poços em lâminas d'água superiores a 500 metros e em unidades de perfuração sem cabos guia. Com a ausência desses cabos, a orientação nos acoplamentos é feita através de grandes funis com sistemas de rasgos e chavetas, além de uma “base adaptadora de produção” (BAP).

MANIFOLD MARÍTIMOS

Assim como dito para o ambiente *onshore*, os “*manifolds* marítimos” também possuem a função de conjugar as produções de diferentes poços, agrupando os fluxos de fluidos em um mesmo coletor para direcioná-los para a unidade de produção. Dessa forma, esses equipamentos ajudam a reduzir o número de linhas conectadas à unidade de produção, além de reduzir o número de linhas de interligação de poços usados num sistema de produção (Tecpetro, 2015). Ainda é função dos *manifolds*, permitir que um grupo de poços compartilhe sistemas de injeção de fluidos no reservatório para otimização de produção.

LINHAS DE FLUXO

Nos ambientes *offshore*, predomina-se a utilização de linhas de fluxos flexíveis, visto que estas são mais facilmente lançadas durante a instalação nos ambientes aquáticos, e possuem uma melhor acomodação no leito marinho. Além disso, depois de instaladas, as linhas flexíveis podem ser realocadas em outros poços de acordo com a necessidade da empresa exploradora do campo (Dornellas, 2018).

RISERS

Os “*risers*” são os trechos suspensos das tubulações que interligam as linhas de produção submarinas às unidades de produção. Isto é, enquanto as linhas de fluxos são os dutos localizados e acomodados no leito marinho, responsáveis pelo escoamento horizontal, os *risers*, por sua vez, são os dutos suspensos, responsáveis pelo escoamento vertical. Esses dutos também permitem a condução de fluidos da superfície para o leito marinho. (Petrobras, 2015)

As tubulações verticais podem ser categorizadas em “*risers* flexíveis”, “*risers* rígidos” e até mesmo “*risers* híbridos”.

Assim como nas linhas de fluxo, os “*risers* flexíveis” possuem uma estrutura de baixa rigidez à flexão, composta de uma superposição de múltiplas camadas, enquanto os “*risers* rígidos” são geralmente de aço e com grande rigidez à flexão e resistência a cargas radiais e axiais.

Já os “*risers* híbridos” são compostos pela combinação das estruturas flexíveis e rígidas. Esse tipo de configuração surgiu devido aos elevados custos envolvidos na produção, transporte e instalação dos dutos flexíveis de grandes diâmetros. Basicamente, o *riser* híbrido é uma montagem com uma seção superior flexível e uma seção inferior rígida, com uma interface de boia ou tanque flutuante entre as duas seções (Rodriguez, 2017).

UMBILICAIS

Os “umbilicais” são conjuntos de mangueiras, cabos elétricos e ópticos, utilizados para controlar e operar remotamente equipamentos e válvulas submarinas, injetar fluidos especiais e monitorar parâmetros operacionais dos poços (Petrobras, 2015).

Todos esses mecanismos são reunidos numa única estrutura flexível, podendo ser classificada como umbilical estático ou dinâmico, a depender das interligações feitas. Isto é, umbilicais que interligam equipamentos submarinos são denominados estáticos, enquanto os umbilicais ligados diretamente com sistema de produção na superfície, são denominados dinâmicos (Rodriguez, 2017).

De acordo com Fogg (2011), as funções primárias dos umbilicais são: fornecimento de energia elétrica para os equipamentos submarinos, sistema de controle hidráulico, sistema de controle elétrico, comunicação de dados por meio de fibra ótica e transporte de produtos químicos, como os inibidores de hidratos.

EQUIPAMENTOS DE INTERLIGAÇÃO

Tendo em vista a grande extensão da malha submarina de dutos, é vantajoso para os sistemas de produção, a interligação de dutos e equipamentos. Para tanto, a indústria faz uso das tecnologias de interligação submarina, como o PLET, PLEM e ILS.

O PLET (*Pipeline End Termination*) é caracterizado por permitir a interligação entre dutos e equipamentos submarinos, ou até mesmo entre dutos flexíveis e dutos rígidos.

Já o PLEM (*Pipeline End Manifold*) possibilita a interligação de trechos de dutos, sendo instalado na extremidade de cada trecho.

Por fim, o ILS (*In-Line SLED*) surgiu como uma alternativa para evitar a instalação de PLEMs no meio das tubulações, dando uma maior celeridade e reduzindo os custos de logística nos casos de uma futura expansão de um campo.

Tanto nos equipamentos de interligação, quanto nas demais conexões existentes em um arranjo submarino, os conectores utilizados são comumente conhecidos com “*jumpers*”. O *jumper* é um conector de tubo curto, podendo ser rígido ou flexível.

UNIDADES DE PRODUÇÃO

As “unidades de produção” nada mais são que as estruturas, localizadas na superfície, que compõem os sistemas marítimos de produção. Em outras palavras, as unidades de produção confundem-se com as, popularmente conhecidas, plataformas de petróleo.

Essas estruturas abrigam os profissionais e equipamentos de superfície, além da possibilidade, ou não, de armazenamento e processamento dos hidrocarbonetos produzidos.

Há uma variedade de tipos de “unidades de produção”, que são destinadas de acordo com as particularidades dos campos de petróleo em questão. Essas plataformas podem ser do tipo fixa, flutuantes ou complacentes.

É interessante abordar, de maneira resumida, as principais características dos diferentes tipos de unidades de produção existentes:

A “plataforma fixa” é um tipo de unidade que pode possuir a função tanto de perfuração quanto de produção. É adequada para águas rasas, de até 300 metros de profundidade, pois como o próprio nome sugere, esta é uma plataforma fixada ao fundo do mar, por meio de estacas de aço. Assim, esse é um tipo de unidade de produção projetada para tempos longos de funcionamento.

A “plataforma autoelevável” é raramente utilizada no estágio de produção, sendo mais aplicada na perfuração de poços. Seu design conta com uma balsa com três ou mais pernas que se deslocam quando necessário. Dessa maneira, a plataforma pode mudar de lugar quando houver necessidade, tanto por meio de reboques, quanto por propulsão própria.

A “plataforma semissubmersível” é uma estrutura utilizada amplamente tanto na produção quanto na perfuração. Possui um alcance de mais de 2000m de profundidade e é composta por conveses apoiados por colunas em flutuadores submersos. Dessa forma, a Unidade de Produção pode facilmente mudar de região de maneira mais ágil. Sua estabilidade é obtida através de ancoragem e posicionamento dinâmico com motores colocados no casco. Uma das principais desvantagens é o fato dessas unidades não serem adequadas para o armazenamento do óleo produzido, necessitando de meios para a exportação do hidrocarboneto.

A “plataforma FPSO” (*Floating Production Storage Offloading*), como o nome em inglês sugere, é utilizada para produção, armazenamento e transferência de óleo bruto. É aplicada em águas profundas e ultra profundas. Esse tipo de estrutura é uma espécie de navio, que, ao contrário das semissubmersíveis, é capaz de armazenar os hidrocarbonetos. A transferência dos fluidos produzidos é feita, geralmente, através de navios-aliviadores ou gasodutos.

Já a “plataforma FPSO monocoluna”, assim como a FPSO clássica, também é destinada a produção, armazenamento e transferência dos fluidos produzidos. É utilizada em águas ultra profundas. A diferença está no seu casco redondo, o que promove uma maior estabilidade. Sua tecnologia inovadora permite a entrada de água na parte central do casco, diminuindo os efeitos das ondas. Esse é um modelo pioneiro no mundo, da estatal brasileira Petrobras.

A “plataforma TLWP” (*Tension Leg Wellhead Platform*), ou simplesmente TLP, também conhecida em português como “plataforma de pernas atirantadas”, é uma unidade de produção de alta estabilidade, assemelhando-se as unidades fixas. Essa estabilidade se dá devido a um sistema de ancoragem por tendões fixos por estacas no fundo do mar. Esse tipo de estrutura é utilizado em profundidades de até 1500 metros, e é conhecida como uma plataforma “flutuante quase fixa”.

Por fim, a “plataforma SPAR” é um tipo de unidade de produção que consiste em um grande casco cilíndrico com sistemas de amarração e *risers*. A principal vantagem desse tipo de estrutura é que, devido ao seu calado profundo, os movimentos de afundamento e arfagem são pequenos o suficiente para permitir a instalação de *risers* rígidos. Além disso, devido a minimização dos movimentos da plataforma, é possível instalar a cabeça do poço na própria unidade de produção, permitindo assim a utilização de árvores de natal seca.

UNIDADES DE PRODUÇÃO

Tendo visto os principais equipamentos de um sistema de produção marítimo, o arranjo submarino é definido como a disposição das estruturas e equipamentos em um campo *offshore* de produção de petróleo. Essa configuração depende de diversos fatores, como: a geometria do reservatório, quantidade de poços, tamanho da lâmina d’água, tipos de completação, dentre outros. Contudo, os arranjos submarinos buscam sempre maximizar o ganho econômico com segurança, utilizando-se a solução mais confiável, segura e de melhor custo-benefício disponível no momento (Bai et al., 2016).

Genericamente, no caminho do fluxo de fluidos produzido em um arranjo submarino, os fluidos partem da “cabeça de poço” e “árvore natal”, seguem para o “*manifold*” e “sistemas de interligação”, onde são concentrados e distribuídos para as “linhas de fluxo”, que são os dutos dispostos no leito marinho. Para alcançar a superfície, os fluidos necessitam de um escoamento vertical através dos “*risers*”, chegando finalmente à “unidade de produção” onde são armazenados, distribuídos e/ou processados.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

Dado o exposto, tem-se uma caracterização geral dos denominados “Sistemas de Produção de Petróleo”, tanto terrestre, quanto marítimo. É possível também compreender a maior complexidade dos sistemas *offshore*, devido as diferentes condições adversas de instalação e operação. Essa maior complexidade desses sistemas, confere aos seus equipamentos uma maior robustez, capacidade e automatização. Vale lembrar, que existem ainda diversos outros equipamentos que são utilizados durante a fase de produção em ambos ambientes. Esses equipamentos, podem ou não ser necessários, dependendo das condições particulares de cada campo de exploração. Podem ser citados, como exemplo, os equipamentos das atividades de elevação artificial e de recuperação secundária, que são necessários quando observada uma vazão insuficiente ou inexistente. O arcabouço instrumental apresentado, permite compreender o fluxo de fluidos e sinais, bem como o arranjo dos equipamentos, nos sistemas de produção de petróleo.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- API (2006). *Recommended practice for design and operation of subsea production systems*. Washington: API RP 17 A.
- Bai Y et al. (2016). *Sistemas Marítimos de Produção de Petróleo*. Elsevier.
- Dornellas VA (2018). *Descomissionamento sustentável de equipamentos para exploração de óleo e gás natural no Brasil*. Universidade Federal do Espírito Santo (Dissertação), 86p.
- Figueredo EA (2020). *Extração de petróleo em terra*. Disponível em: <<https://www.infoescola.com/quimica/extracao-de-petroleo-em-terra/>>. Acesso em: 16/02/2020.
- Fogg D (2011). *Umbilical Technology for Arctic Projects*. *Houston Arctic Technology Conference*.
- Noguchi A (2014). *Estudo de um sistema de controle para um manifold submarino de injeção*. Universidade Tecnológica Federal do Paraná (monografia de especialização). 86p.
- Petrobras (2020). *Conheça curiosidades sobre equipamentos de nossos sistemas submarinos*. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/conheca-curiosidades-sobre-equipamentos-de-nossos-sistemas-submarinos.htm>>. Acesso em: 01/03/2020.
- Ribas G et al. (2009). *Planejamento de Refinarias Sob Incerteza: Uma Revisão*. Anais do XLI SBPO - Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional, 185–196.
- Rodriguez WSM (2017). *Simulação numérica do procedimento de instalação de riser flexível conectado a um módulo de conexão vertical através de modelos truncados*. Universidade Federal do Rio de Janeiro (Dissertação), 115p.

Senai/DN (2014). Tecnologias do sistema produtivo *onshore* e *offshore*. Brasília.

Tecpetro (2015). Dutos Submarinos. Disponível em: <<https://tecpetro.com/2015/12/14/dutos-submarinos/>>. Acesso em: 01/03/2020.

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

Métodos de elevação artificial convencionais

INTRODUÇÃO

A elevação, na indústria do petróleo, consiste no escoamento dos fluidos produzidos (óleo, gás e água) desde o fundo do poço até a superfície (Assmann, 2008).

Quando a pressão do reservatório de hidrocarbonetos é suficientemente alta, o fluxo de fluido alcança livremente a superfície, caracterizando assim, a chamada elevação natural. Poços que produzem desta maneira são denominados poços surgentes ou *flowing wells* (Thomas et al., 2001).

Um poço pode ser surgente no início de sua vida produtiva e, devido à queda de pressão no reservatório causada pela extração de fluidos, com o tempo, pode necessitar de uma energia extra para a elevação. Em outros casos, o reservatório não possui uma pressão capaz de elevar os fluidos em uma vazão economicamente viável, necessitando de equipamentos de elevação desde o início da produção (Sousa et al., 2013).

A elevação artificial consiste justamente no conjunto de técnicas e equipamentos utilizados para tornar a taxa de produção do poço viável economicamente, seja desde o início em um poço não surgente ou quando necessário em um poço que a princípio operava por elevação natural (Estevam, 1993).

ELEVAÇÃO NATURAL

Na elevação natural, o fluxo de fluido do reservatório até a superfície ocorre exclusivamente devido à energia do reservatório. Quando comparada a elevação artificial, a elevação natural apresenta menores problemas operacionais, maiores vazões de líquido e, conseqüentemente, um menor custo por unidade de volume produzido (Thomas et al., 2001).

Conforme abordado por Oliveira (2010) e Thomas (2001), os principais fatores que influenciam em uma produção por elevação natural são:

- Propriedades dos fluidos;

- Índice de produtividade do poço;
- Mecanismo de produção do reservatório;
- Dano causado à formação;
- Aplicação de técnicas de estimulação;
- Adequado isolamento do revestimento;
- Características dos equipamentos de produção;
- Acompanhamento da queda de pressão.

As “propriedades dos fluidos” que são as características dos fluidos, tais como viscosidade; densidade; pressão de bolha; fração de água; razão gás líquido; tensão interfacial; dentre outras, podem facilitar ou dificultar o escoamento dos fluidos, afetando assim a capacidade de elevação do sistema.

O “Índice de Produtividade” (IP) consiste justamente na capacidade de fluxo do poço. Numericamente, este índice é dado pela razão entre a vazão de produção e o diferencial de pressão no fundo do poço.

Os “mecanismos de produção” são fenômenos físicos responsáveis pela movimentação dos fluidos do reservatório até o canal de produção. São justamente esses fenômenos, os causadores da energia primária (energia do reservatório) que eleva os fluidos até a superfície.

Os “danos causados à formação” durante a perfuração ou cimentação, podem ocasionar perdas de fluidos (como o dano de fraturas artificiais) ou dificultar o fluxo no meio poroso (como o dano de compressão de cimento na formação).

As “técnicas de estimulação”, como o fraturamento hidráulico e a acidificação matricial, promovem um aumento de produtividade através da recuperação da permeabilidade ou até mesmo a criação de uma permeabilidade artificial.

O “revestimento” é o responsável pelo isolamento no contato poço/formação. Fissuras nesse material podem causar a perda do fluido de produção para a formação, afetando assim a elevação.

Os equipamentos do “sistema de produção” (como a coluna de produção e as válvulas, por exemplo) são dimensionados de forma a facilitar, ou restringir, o fluxo de fluido.

Acompanhar a dinamicidade das características do reservatório, como a “queda de pressão”, é essencial para o controle e operação do sistema de produção, visando garantir a manutenção da elevação natural, economicamente viável, pelo maior tempo possível.

Essas características listadas ainda possibilitam definir duas curvas essenciais para a análise do sistema de elevação, são elas:

- Curva de pressão disponível – IPR (*inflow performance relationship*)
- Curva de pressão requerida – TPR (*tubing production relationship*)

A “IPR” é usada para avaliar o desempenho do reservatório, e relaciona a vazão de fluido com a pressão de fundo do poço. Quanto menor a pressão de fundo, maior será o influxo de fluido do reservatório para o poço (Assmann, 2008).

De acordo com Rodrigues (2018), diversos métodos e modelos surgiram ao longo do tempo, buscando determinar e plotar, com a maior precisão possível, as IPR's de diversos sistemas em diferentes condições. Entre os principais modelos estão, o método: linear, de Vogel, de Klins-Clark, de Patton e Goland, de Standing e de Fetkovich.

Já a “TPR” relaciona a vazão de produção com a perda de carga desde o fundo do poço até o separador de produção. Esta curva depende então de diversos elementos do sistema (como diâmetro de coluna, diâmetro de linha de produção, pressão no separador etc.). Diante disso, é estabelecido a pressão de fundo necessária para escoar cada valor de vazão no sistema (Assmann, 2008).

O ponto de encontro entre a TPR e a IPR indica a vazão de operação por surgência de um poço. Logicamente, quando as duas curvas não se encontram, trata-se de um poço não surgente (vazão nula). Quando não se tem uma vazão ou a vazão é inferior a adequada, necessita-se de um sistema de elevação que supra o diferencial de pressão requerido, caracterizando assim a “elevação artificial” (Assmann, 2008).

ELEVAÇÃO ARTIFICIAL

Como visto, a elevação artificial é utilizada quando se tem uma vazão de operação inexistente ou insuficiente. Atualmente, existem diferentes métodos de elevação artificial que atuam por diversos

mecanismos, servindo diferentes propósitos. Uma análise detalhada de cada caso, deve ser feita, a fim de determinar o método mais adequado (Del Carratore, 2018).

A escolha do método de elevação artificial ideal é muito complexa e, normalmente, o campo de aplicação dos métodos se superpõem. Porém, muitas vezes, a maior adequação de determinado método é suficientemente clara (Assmann, 2008). Os métodos de elevação artificial convencionais são classificados em “métodos por bombeio” e métodos pneumáticos”.

Os “métodos por bombeio”, como o próprio nome sugere, utilizam algum tipo de bomba ou configuração de bombeio, isto é, um equipamento que promova um diferencial de pressão (pressão de sucção e recalque). São considerados métodos por bombeio:

- Bombeio Mecânico com Hastes (BMH)
- Bombeio por Cavidades Progressivas (BCP)
- Bombeio Centrífugo Submerso (BCS)
- Bombeio Hidráulico à Jato (BHJ)

Já os “métodos pneumático” utilizam das características e propriedades dos gases, tais como densidade e compressibilidade, para promover a elevação dos fluidos de produção. São considerados métodos pneumáticos:

- *Gas Lift* Contínuo (GLC)
- *Gas Lift* Intermitente (GLI)
- *Plunger Lift* (PL)

BOMBEIO MECÂNICO COM HASTES – BMH

O BMH é o mais antigo e mais utilizado método de elevação artificial. Basicamente, ele é constituído por três componente: a unidade de bombeio (UB), a coluna de hastes (CH) e a bomba de subsuperfície. A UB, que fica na superfície, converte o movimento rotativo fornecido pelo motor, em um movimento alternativo para o deslocamento do pistão. A CH transmite esse movimento alternativo da superfície até a bomba em subsuperfície. A bomba funciona pelo princípio de deslocamento positivo, sendo formada por um cilindro estacionário, um pistão e duas válvulas (de pé e de passeio) cujo

fechamento e abertura são controlados por diferencial de pressão conforme o deslocamento do pistão (Takács, 2003).

Em geral, este método é muito utilizado para elevar vazões médias em poços rasos de ambiente *onshore*. Devido as dimensões das unidades de bombeio, torna-se inviável a utilização deste método em locais com pouco espaço disponível (ambiente *offshore*, por exemplo). A utilização da coluna de hastes também oferece limitações em relação as profundidades e desvios dos poços. E a bomba de subsuperfície com suas partes móveis, torna-se problemática em produções com alto teor de areia ou altas razão gás/líquido – RGL (Thomas et al., 2001).

Conforme Brown (1982) e Sousa (2013), as principais vantagens da aplicação do método de bombeio mecânico com hastes são:

- Eficiente, simples e de fácil operação e diagnóstico;
- Pode operar a altas temperaturas e elevar óleos viscosos;
- Relativamente fácil de ser analisado (cartas dinamométricas);
- Pode ser utilizado do início da exploração até o abandono do poço;
- Utilizável em locais sem energia elétrica (motores a combustão interna).

De acordo com Clegg (1993) e Brown (1982), as principais desvantagens da aplicação do método de bombeio mecânico com hastes são:

-Não é recomendado para poços com elevada produção de areia, devido aos danos que podem ser causados às partes móveis da bomba;

-Não é adequado para ambientes offshore, pois a unidade de bombeio é bastante pesada e ocupa um espaço considerável;

-Não é recomendado a aplicação em poços com alta RGL, visto que a presença de gás reduz drasticamente a eficiência volumétrica da bomba;

-Não é adequado quando se tem a formação de parafina e incrustações, pois podem prejudicar a eficiência do sistema;

-Não é viável a utilização em poços profundos e desviados, devido ao atrito e material da coluna de hastes.

BOMBEIO POR CAVIDADES PROGRESSIVAS – BCP

O método de elevação de bombeio por cavidades progressivas, que foi introduzido na indústria de petróleo na década de 1970, consiste na utilização de uma bomba de deslocamento positivo rotativo, composta por um estator revestido por um elastômero alojando um rotor helicoidal cromado (Del Carratore, 2018). O rotor e estator possuem geometrias tais que entre eles se formam cavidades. Estas cavidades promovem o bombeio de fluido da sucção contra o recalque que está a maior pressão. Assim como no BMH, o BCP utiliza uma coluna de hastes para transmitir o movimento do motor da superfície até a bomba em subsuperfície (Assmann, 2008).

O método de bombeio por cavidades progressivas é indicado para a produção de óleos pesados e óleos leves (sem aromáticos). Também é adequado para produções com alto teores de areia. Além disso, o BCP é preferencialmente aplicado em áreas que exigem baixo impacto visual (Neto, 2016). A aplicação do BCP é limitada a temperaturas de até 100 °C, a vazões de bombeio de até 250 m³/dia e a capacidade de suportar diferenciais de pressão de até 250 kgf/cm² (Mathews et al., 2002).

Conforme Mathews (2002) e Clegg (1993) as principais vantagens da aplicação do método de bombeio por cavidades progressivas são:

- Elevada eficiência energética;
- Não possuir válvulas (reduz o desgaste);
- Baixa poluição sonora e visual;
- Adequado para produções de fluidos viscoso e com alto grau API;
- Boa aplicabilidade para elevada produção de areia.

Ainda de acordo com Mathews (2002) e Clegg (1993) as principais desvantagens da aplicação do método de bombeio por cavidades progressivas são:

- Limitado a profundidade e vazões relativamente baixas;
- Não recomendado para poços direcionais ou com alta RGL;
- Frequentes reparos no conjunto rotor/estator;

- O elastômero pode sofrer degradação ao entrar em contato com fluidos do poço (aromáticos) ou em altas temperaturas (acima de 120 °C).

BOMBEIO CENTRÍFUGO SUBMERSO – BCS

A aplicação típica de um bombeio centrífugo submerso conta com um motor elétrico de fundo, seção de selagem, seção de admissão da bomba, bomba centrífuga de fundo de múltiplos estágios, cabo elétrico de subsuperfície, além de equipamentos de superfície tais como caixa de ventilação, quadro de comandos e transformador (Assmann, 2008). Diferentemente do BMH e do BCP, o bombeio centrífugo submerso não utiliza uma coluna de hastes, pois o motor encontra-se em subsuperfície abaixo da bomba. Neste método, cabos elétricos são descidos no poço para o acionamento do motor (Del Carratore, 2018).

Devido a elevação de grandes vazões de líquido, muito superiores aos limites operacionais de outros métodos, o BCS vem sendo amplamente utilizado em poços de alta vazão em ambientes *offshore* (Takács, 2009). Assim como os métodos anteriores, o BCS possui limitações em produções com significativa quantidade de gás ou de sólidos. Além disso, não concorre com os demais métodos em poços com baixa vazão ou com fluidos viscosos. O BCS, porém, é eficazmente aplicado em poços desviados, por independe de coluna de hastes (Assmann, 2008).

Conforme Brown (1982) e Clegg (1993) as principais vantagens da aplicação do método de bombeio centrífugo submerso são:

- Baixa poluição sonora e visual;
- Aplicação em poços direcionais;
- Adequado para ambientes *offshore*;
- Podem elevar vazões de líquidos extremamente altas.

Ainda de acordo com Brown (1982) e Clegg (1993) as principais desvantagens da aplicação do método de bombeio centrífugo submerso são:

- Necessidade de uma fonte de energia elétrica;
- Não recomendado para produções de fluidos viscosos;
- Não aplicável para poços com elevada produção de areia;

- Altos custos de reparos do conjunto de fundo;
- Impraticáveis em baixas vazões;
- Sensível a elevadas temperaturas e falhas elétricas.

BOMBEIO HIDRÁULICO À JATO – BHJ

Uma instalação de BHJ conta, principalmente, com vasos de superfície, bomba de superfície, sistema de tratamento de fluidos, linhas de injeção a alta pressão e uma bomba a jato de fundo (Del Carratore, 2018). Nesse método, um fluido hidráulico é injetado em um estrangulamento provocando uma pressão baixa e a sucção do fluido produzido (Assmann, 2008). Basicamente, na região do estrangulamento, o fluido injetado se mistura com os fluidos do poço, a mistura se dirige em alta velocidade para uma zona de difusão de área expandida, onde a energia cinética é convertida em pressão estática suficiente para elevar os fluidos até a superfície (Wilson, 1973).

O bombeio hidráulico à jato é aplicável em casos nos quais os custos de intervenções com sonda sejam muito elevados, como em lugares remotos, poços direcionais, produções com fluidos de altas viscosidades, com abrasivos, agentes corrosivos ou parafina (Noronha, 1995). O sistema é bastante robusto quanta a falhas, sendo aplicável em aplicável em plataformas *offshore* (Assmann, 2008).

De acordo com Del Carratore (2018) e Noronha et al. (1997) as principais vantagens da aplicação do método de bombeio hidráulico à jato são:

- Aplicável em ambientes *offshore*;
- Não possui partes móveis (possibilita produção de sólidos);
- Aplicável em poços direcionais;
- Opera em elevadas temperaturas e profundidades;
- Produz em altas vazões, além de controlá-la alterando o jato;
- Aplicável em fluidos viscosos;
- Remoção e instalação da bomba sem necessidade de sonda (*free pump*).

Ainda conforme Del Carratore (2018) e Noronha et al. (1997) as principais desvantagens da aplicação do método de bombeio hidráulico à jato são:

- Baixa eficiência energética;
- Necessidade de uma elevada pressão de fundo;
- Requer pessoal capacitado (monitoramento mais complexo);
- Necessidade de elevada submersão (tipicamente > 20%)

***GAS LIFT* CONTÍNUO – GLC**

No método de *gas lift* contínuo, a energia é transmitida para o fundo do poço na forma de gás comprimido. O gás é injetado sob pressão, continuamente, no anular existente entre o revestimento do poço e a coluna de produção. Válvulas, localizadas na coluna, permitem a injeção do gás do anular para o interior da coluna de produção. O gás, ao se misturar com o fluido de produção, alivia o peso da mistura reduzindo a perda de carga total na coluna de produção. (Assmann, 2008).

O *gas lift* contínuo é utilizado principalmente em poços com elevadas vazões de gás, que podem proporcionar falhas frequentes ou impossibilitar a aplicação de outros métodos. Além disso utiliza o próprio gás produzido para reinjeção. O GLC é especialmente adequado para ambientes offshore operando com elevadas vazões de produção (Del Carratore, 2018).

Conforme Brown (1982) e Clegg (1993), as principais vantagens da aplicação do método *gas lift* contínuo são:

- Aplicável em poços direcionais;
- Adequado para produções com alta presença de sólidos;
- Opera em elevadas profundidades e vazões;
- Ideal para ambientes *offshore*;
- Adequado para altas RGL's (reinjeta o gás produzido).
- Ideal para poços com elevada pressão de fundo e alto IP.

Ainda de acordo com Brown (1982) e Clegg (1993), as principais desvantagens da aplicação do método *gas lift* contínuo são:

- Baixa eficiência energética;
- Dificulta a realização de teste de poço;

- Não recomendado para campos pequenos ou com poucos poços;
- Apresenta dificuldade na elevação de emulsões e óleos viscosos;
- Necessidade da separação do gás injetado do óleo;
- Requer a disponibilidade de gás para injeção.

***GAS LIFT* INTERMITENTE – GLI**

No GLI, o gás comprimido chega à coluna de produção da mesma forma que no GLC. A diferença consiste em, no GLI, o gás é injetado (em grandes quantidades) por um período, empurrando o líquido acumulado na coluna para cima. Depois, a injeção é interrompida de forma a permitir que o líquido se acumule na coluna. Dessa forma, enquanto no GLC gaseifica-se a coluna de produção visando reduzir a densidade total, no GLI “empurra-se” o fluido por meio de golfadas (Thomas et al., 2001).

O *gas lift* intermitente também é adequado para produções com elevadas razões gás/líquido, porém, normalmente, sua aplicabilidade se restringe a poços com baixa pressão de fundo (alto ou baixo IP) e poços com alta pressão de fundo, mas baixo índice de produtividade (Thomas et al., 2001).

De acordo com Thomas (2001) e Del Carratore (2018), as principais vantagens da aplicação do *gas lift* intermitente são:

- Aplicável em poços direcionais;
- Adequado para produções com alta presença de sólidos;
- Opera em elevadas profundidades;
- Ideal para ambientes *offshore*;
- Adequado para altas RGL's (reinjeta o gás produzido).
- Aplicável para poço com elevada pressão de fundo e baixo IP ou com baixa pressão de fundo.

As desvantagens do método GLI são semelhantes as desvantagens apresentadas para o método GLC. Porém, o *gas lift* intermitente ainda possui a desvantagem de consumir uma quantidade maior de gás do que o método de *gas lift* contínuo.

PLUNGER LIFT – PL

O *plunger lift*, em seu início nos anos 50, era utilizado para auxiliar o método de *gas lift* intermitente. Nos anos 80, o PL ganhou notoriedade como um método de elevação artificial em poços de gás (Del Carratore, 2018). Basicamente, este método ocorre em dois ciclos, uma etapa estática e outra de fluxo. Com a acumulação normal de líquido no fundo do poço, a vazão de gás começa a diminuir. Quando esta vazão atinge um determinado valor, um pistão é descido até a um amortecedor no fundo do poço (e as válvulas de fluxo fechadas). O gás do reservatório, então, se acumula elevando a pressão no espaço anular. As válvulas são abertas e a pressão acumulada desloca o pistão e o líquido acumulado para a superfície (Schlumberger, 2016).

O método *plunger lift* é comumente utilizado em produções de gás. Porém devido aos seus custos associados serem muito inferiores à de outros métodos, o PL pode ser aplicado para a produção de petróleo em poços de baixa vazão (Del Carratore, 2018).

Conforme Brown (1982) e Clegg (1993), as principais vantagens da aplicação do método *plunger lift* são:

- Fácil manutenção;
- Aplicável para poços direcionais;
- Adequado para poços com alta RGL;
- Custo de instalação extremamente baixo;
- Adequado para elevar vazões muito baixas;
- O pistão remove automaticamente incrustações e parafinas da coluna;
- Não requer nenhuma fonte de energia externa.

Ainda de acordo com Brown (1982) e Clegg (1993), as principais desvantagens da aplicação do método *plunger lift* são:

- Uso restrito a poços com baixas vazões;
- Necessidade de uma razoável produção de gás;
- Geralmente não aplicável para fluidos viscosos;
- Pode acontecer o aprisionamento de pistão.

MÉTODOS DE ELEVAÇÃO ARTIFICIAL ESPECIAIS

Além dos métodos de elevação artificial convencionais apresentados anteriormente, existem ainda outros métodos não convencionais denominados “métodos de elevação artificial especiais”. Estes métodos podem ser: ou derivações de métodos anteriores (como o *Pig Lift* que deriva do *Plunger Lift*), ou combinações de métodos convencionais (como ES-PCP, que é uma combinação do BCS com BCP), ou ainda, são métodos minimamente utilizados (como o Bombeio Pneumático de Zadson - BPZ).

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Assmann BW (2008). Estudo de estratégias de otimização para poços de petróleo com elevação por bombeio de cavidades progressivas estudo de estratégias de otimização para poços de petróleo com elevação por bombeio de cavidades progressivas. Universidade Federal do Rio Grande do Norte (Tese), Natal. 248p.
- Brown KE (1982). *Overview of Artificial Lift Systems*. JPT, 10(34): 2384–239.
- Clegg JD et al. (1993). *Recommendations and Comparisons for Selecting Artificial-Lift Methods*. JPT, 12(45): 1128–1167.
- Del Carratore PR (2018). Desenvolvimento de ferramenta para auxílio na seleção de métodos de elevação artificial. Universidade Federal do Rio Grande do Norte (Monografia), Natal. p.64.
- Estevam V (1993). Curso de Exploração e Produção de Petróleo – Métodos de Elevação. Petrobras – DEPRO/DITEP/SETPRO.
- Mathews LC et al. (2002). *Progressing Cavity Pumping Systems: Design, Operation and Performance optimization. Course Notes*.
- Neto GTO (2016). Estado da arte do método de elevação de petróleo por bombeio de cavidades progressivas. Universidade Federal do Rio Grande do Norte (Monografia), Natal. 18p.
- Noronha FAF (1995). Bombeamento a jato de misturas bifásicas. Universidade Estadual de Campinas (Dissertação), Campinas. 86p.
- Noronha FAF et al. (1997). *Improved two-phase model for hydraulic jet-pumps. Society of Petroleum Engineers*.
- Oliveira RC (2010). Elevação Artificial de Petróleo – Bombeio Mecânico com Haste (BMH). Apostila, Aracaju.
- Rodrigues IAC (2018). Implementação de modelos para o cálculo do ponto de operação de poços de petróleo e seleção do melhor método de elevação artificial. Universidade Federal do Amazonas (Monografia), Manaus. 122p.
- Schlumberger (2016). *The Defining Series: Plunger Lift*. Disponível em: <[https://www.slb.com/-/media/Files/resources/oilfield_review/defining_series/Defining-](https://www.slb.com/-/media/Files/resources/oilfield_review/defining_series/Defining-Plunger-)

Lift.pdf?la=en&hash=5F6DB67DA02692B276CB493EFD1693BA23E2E754>. Acesso em: 01/03/2020.

Sousa LHA et al. (2013). Aplicação do bombeio mecânico com hastes na elevação do petróleo. *Cadernos de Graduação - Ciências Exatas e Tecnológicas*, 1: 25–40.

Takács G (2003). *Sucker-Rod Pumping Manual*. 1. ed. Tulsa.

Takács G (2009). *Electrical Submersible Pumps Manual: Design, Operations, and Maintenance. Gulf Equipment Guides*, v. 1.

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

Wilson PM (1973). *Jet Free Pump: A Progress Report on Two Years of Field Performance. Southwestern Petroleum Short Course*, 26–27.

Mecanismo de produção e estimativa de reservas de petróleo

INTRODUÇÃO

O termo “produção”, na engenharia de petróleo, consiste em retirar os hidrocarbonetos dos reservatórios de subsuperfície. Esses reservatórios nada mais são que as rochas que armazenam o petróleo em seus poros.

Ao se perfurar um poço e atingir essas rochas-reservatórios, geralmente, devido ao diferencial de pressão, os fluidos são deslocados para superfície. Logicamente, conforme os fluidos são retirados o diferencial de pressão diminui, reduzindo por consequência a produção.

Para que o petróleo continue sendo produzido naturalmente, isto é, sem a necessidade de implementação de técnicas e equipamentos específicos, é necessário que uma “energia natural” do reservatório promova essa produção.

É justamente essa “energia natural”, também conhecida como “energia primária ou nativa”, que consistem nos chamados “mecanismos de produção”.

Esses mecanismos se baseiam em dois efeitos principais. O primeiro é o “deslocamento” de um fluido por outro, dessa forma um fluido irá ocupar os poros da rocha, nos quais se encontra armazenado o fluido que será produzido.

O outro efeito é a “descompressão” que causa a expansão dos fluidos (assim como acontece quando retiramos um gás pressurizado em uma botija), e ao mesmo tempo causa também a contração do volume poroso (semelhante ao que acontece com uma bexiga quando se deixa escapar o ar do seu interior).

De acordo com Rosa et al. (2006), são três os principais mecanismos de produção: “gás em solução”, “capa de gás” e “influxo de água”. Vale ressaltar, entretanto, que alguns autores consideram ainda outros mecanismos, tais como: “descompressão” ou “segregação gravitacional”, porém a maioria

das literaturas consideram estes dois mais como um efeito que ajuda os mecanismos do que um mecanismo de produção propriamente dito.

MECANISMO DE GÁS EM SOLUÇÃO

Com a retirada do petróleo do reservatório, a pressão deste vai cada vez mais reduzindo. Quando esta pressão atinge a pressão de bolha do óleo, isto é, o ponto inicial de vaporização da mistura, começam a ser liberadas, na forma de gás, as frações mais leves do petróleo.

Como o gás é muito mais expansível que o líquido, com a contínua redução de pressão, essas frações gasosas se expandem ainda mais, auxiliando o deslocamento do petróleo para a superfície. É justamente isso que é conhecido como o “mecanismo de gás em solução”.

Em resumo, no mecanismo de gás em solução, a produção é o resultado da expansão do gás que inicialmente estava dissolvido e que vai sendo liberado da solução. Quanto mais a pressão cai, mais gás é liberado e mais gás se expande, produzindo, portanto, mais petróleo.

Porém, nem tudo é perfeito, pois à medida que a pressão cai e mais gás vai sendo liberado, o que eram inicialmente bolhas dispersas no meio líquido se torna uma fase contínua. Essa fase gasosa começa então a fluir para o poço e conseqüentemente é deslocada para a superfície juntamente do óleo.

Esse é um problema crucial, pois a produção é o resultado da expansão do gás no reservatório, e se o gás é produzido junto com o óleo, então o reservatório estará perdendo a sua energia de produção. Pra piorar, conforme o gás vai sendo produzido, o óleo vai tendo uma dificuldade crescente de se movimentar pela rocha.

Em virtude disso, esse mecanismo apresenta baixas recuperações, isto é, consegue-se produzir uma baixa quantidade do óleo disponível (geralmente menos que 20%), além disso também, apresenta altas razões gás/óleo, devido claro, a produção do gás que inicialmente estava dissolvido.

MECANISMO DE CAPA DE GÁS

Geralmente, os reservatórios de petróleo apresentam em equilíbrio tanto óleo quanto gás livre. Por ser menos densa, a fase gasosa tende a se acumular nas partes mais altas do reservatório, formando o que é conhecido como “capa de gás”.

Nesse tipo reservatório, o poço é perfurado até a zona de líquido, que é colocada em produção, já a zona de gás (capa) é preservada. Isso porque ao se produzir o óleo, ocorre a redução de pressão na zona de líquido. Essa redução se transmite até a capa de gás que se expande e penetra, gradativamente, a zona de líquido, ocupando os espaços anteriormente ocupados pelo óleo. Esse é exatamente o “mecanismo de capa de gás”.

Nesse mecanismo, diferentemente do de gás em solução, a razão gás/óleo cresce de maneira contínua e mais controla. Porém, é necessária uma baixa vazão de produção, para uma maior eficiência do mecanismo. As recuperações, no mecanismo de capa de gás, são estimadas entre 20 e 30% do volume original de óleo.

MECANISMO DE INFLUXO DE ÁGUA

Para que seja possível esse mecanismo, é necessário que a rocha-reservatório, que contém os hidrocarbonetos, esteja em contato direto com uma grande acumulação de água. Essas grandes acumulações de água em subsuperfície recebem o nome de “aquíferos”.

De modo similar ao que acontece no mecanismo de capa gás, no mecanismo de influxo de água o poço é perfurado até a zona de óleo. Com a produção do fluido, a pressão cai e essa queda é transmitida até o aquífero. Como consequência a água do aquífero expande e invade a zona de óleo. Essa invasão recebe o nome de “influxo de água”.

Em síntese, no mecanismo de influxo de água, a produção é resultante da invasão de água na zona de óleo, devido à queda de pressão, causando a manutenção da pressão elevada na zona de óleo e o deslocamento dos hidrocarbonetos para os poços de produção.

É essencial lembrar que, diferentemente do gás, a água possui uma baixa compressibilidade, logo, não é tão expansível, portanto, para que o mecanismo de influxo de água funcione efetivamente, é

necessário que o aquífero tenha grandes proporções. Pois somente grandes volumes de água conseguiram proporcionar um influxo que mantenha as pressões elevadas na zona de óleo.

No mecanismo de influxo de água a pressão se mantém elevada por mais tempo do que em outros mecanismos, logo, o fator de recuperação desse sistema é relativamente melhor, cerca de 30 a 40% do volume original. E obviamente, uma variável sensível nesse mecanismo é a Razão água/óleo, que cresce controlável e continuamente, assim como a razão gás/óleo no mecanismo de capa de gás.

MECANISMO COMBINADO E EFEITOS ESPECIAIS

É bem possível, e comum, que alguns reservatórios de petróleo estejam sujeitos as mais de um mecanismo de produção. Nesses casos, o reservatório sofre as influências de cada mecanismo existente e se enquadra no que é conhecido como “mecanismo combinado”.

Por fim, a título de curiosidade, pode-se, resumidamente, explicar o funcionamento daqueles outros efeitos não considerados efetivamente um mecanismo de produção. A “descompressão”, por exemplo, consiste justamente na expansão dos fluidos e na compressão do volume poroso.

Já a “segregação gravitacional” é um efeito que se baseia no arranjo segregado dos fluidos no meio poroso devido as suas diferentes densidades. Um exemplo clássico é no mecanismo de gás em solução, ao invés do gás ser produzido, ele pode, devido a segregação gravitacional, fluir para a porção mais alta do reservatório formando a chamada capa de gás secundária, auxiliando por consequência na manutenção da pressão.

MÉTODOS DE RECUPERAÇÃO

Como visto, o termo “recuperação” representa a quantidade de petróleo do reservatório que se consegue produzir. Existem diversas formas de classificar os tipos de recuperações, de acordo com Montalvo (2008), a maneira mais aceita é dividi-las em recuperações primárias, secundárias e avançadas.

A recuperação primária é considerada aquela no qual a produção de petróleo é decorrente da “energia natural” do reservatório, portanto, nada mais é que a recuperação do hidrocarboneto através dos mecanismos de produção (gás em solução, capa de gás e influxo de água).

Conforme essa “energia natural” do reservatório vai diminuindo a pressão também é reduzida, limitando a produção. Diante disso, são utilizadas técnicas para aumentar ou manter a pressão do reservatório. Quando essas técnicas são convencionais, denomina-se como “recuperação secundária”, quando se tratam de métodos especiais, intitula-se “recuperação avançada”.

MÉTODOS DE RECUPERAÇÃO SECUNDÁRIA

Como já introduzido, os “métodos de recuperação secundária” são aquelas técnicas convencionais, aplicadas ao reservatório quando se esgota “energia natural”. Esses métodos também podem ser utilizados antes mesmo de terminar a recuperação primária, neste caso funcionam como operações de manutenção de pressão.

É muito importante, não confundir “métodos de recuperação secundária” com os “métodos de elevação artificial”. Isso porque, estes últimos, bem como as técnicas de estimulação de poços, não afetam diretamente as energias expulsivas do reservatório. Na verdade, essas técnicas estão mais ligadas as pressões no poço de produção.

Dito isso, os métodos convencionais de recuperação são: “injeção de água” e “injeção de gás”. Conforme Lima (2016), a “injeção de água” é o método mais utilizado no mundo, sendo a sua primeira aplicação no campo de Bradford, Estados Unidos, no início do século. Já no Brasil, o primeiro campo a utilizar esse processo foi o de Dom João na Bahia, em 1953.

Basicamente, o método de recuperação por injeção de água, consiste em perfurar, além dos poços de produção, poços de injeção. Através destes, a água é injetada expulsando o óleo para os poços produtores. Ou seja, por se tratar de substâncias que não se misturam, a água funciona como uma espécie de pistão dentro do reservatório.

Entretanto, vale ressaltar que, na prática, esse comportamento pistonado da água não funciona de maneira totalmente efetiva, visto que, geralmente, a água injetada é produzida antes mesmo de conseguir expulsar grande parte do óleo existente.

Isso ocorre por diferentes fatores, um deles, por exemplo, está relacionado com a formação. Como em um reservatório, muitas vezes, é observada uma variação da permeabilidade, um fenômeno

que ocorre é “canalização”. Isso faz com que a produção de água, em diferentes regiões do reservatório, seja adiantada ou retardada.

Um outro fator está relacionado com o contato entre óleo e água. Como os fluidos apresentam diferentes viscosidades e densidades, ocorre um fenômeno chamado “digitação viscosa” (*fingers*). Basicamente, a água se desloca mais rápido que óleo, ocasionando diferentes frentes no contato entre os fluidos.

Já o outro método de recuperação secundária, a “injeção de gás”, é muito mais custosa quando comparada à injeção de água. Isso, porque, a utilização desse fluido requer uma planta mais complexa e específica de injeção, além de necessitar de uma disponibilidade fluido e tratamento mais criteriosos.

O tratamento requer uma especificação bem rígida de diversas propriedades do gás, como a umidade, por exemplo. Devido as altas pressões de operação, uma umidade elevada na corrente gasosa pode acarretar a cristalização da água, formando os chamados “hidratos”, que causam diversos problemas operacionais no deslocamento e injeção do gás.

Esses tratamentos tornam a planta de injeção mais complexa, necessitando por exemplo, de rede de dutos, para deslocamento do gás, e muitas vezes até de compressores, para o fornecimento da energia necessária à corrente gasosa.

Vale ressaltar ainda que nos métodos convencionais, trata-se da injeção imiscível de gás, ou seja, a injeção de gás que não se mistura com o óleo, promovendo o deslocamento do petróleo para os poços de produtores.

MÉTODOS DE RECUPERAÇÃO AVANÇADA

No passado, os métodos aplicados após a fases de recuperação secundária eram chamados métodos de recuperação terciária. Dessa forma, as tecnologias eram classificadas de acordo com a sua cronologia de aplicação. O problema disso, é que em muitas operações de produção, as etapas de recuperação não são conduzidas na ordem especificada.

Por exemplo, em campos com óleos muito viscosos, geralmente, a energia primária não consegue deslocar o fluido e não é indicado a injeção de água. O mais adequado é a utilização de um método

térmico, ou seja, uma tecnologia “terciária”. Dessa maneira, o método terciário já é utilizado no início da recuperação.

Ainda como exemplo, existem outros casos que, tanto por fatores econômicos quanto pela disponibilidade dos fluidos, não são viáveis as recuperações secundárias. E assim, em grande parte desses casos são observadas as tecnologias terciárias sendo empregas como uma operação secundária.

Devido à essas situações, o termo “recuperação terciária” caiu em desuso na literatura da engenharia de petróleo, passando a ser mais aceito o termo “Recuperação Avançada”, advindo da designação em inglês “*enhanced oil recovery*” (EOR).

São diversos os métodos avançados de recuperação, e geralmente, possuem a função de interagir com sistema rocha/óleo, criando condições favoráveis para o escoamento. Os métodos avançados de recuperação podem ser divididos em grandes grupos, como: “métodos térmicos”, “métodos químicos”, “injeção miscível de gás” e outros métodos.

Os “métodos térmicos” envolvem a adição de calor ao reservatório, reduzindo assim a viscosidade do óleo. Essa adição de calor pode ser obtida através da injeção de fluidos aquecidos ou até mesmo pela combustão *in situ*.

Os “métodos químicos” envolvem a injeção de fluidos com aditivos químicos, como: polímeros, surfactantes, álcalis ou uma combinação desses. Enquanto os polímeros aumentam a viscosidade da água injetada, os surfactantes reduzem a tensão interfacial entre o óleo e água. Os álcalis, por sua vez, podem tanto aumentar o “pH”, quanto reduzir a tensão interfacial.

Já na “injeção miscível de gás”, diferentemente do que acontece na recuperação secundária, o gás injetado se mistura completamente com os hidrocarbonetos do reservatório. Assim, com a tensão interfacial nula e ausência de forças capilares, aumenta-se a recuperação do óleo.

Existem ainda diversos outros métodos, tais como: a “injeção de água com íons dissolvidos”, o que altera a molhabilidade e as permeabilidades relativas do sistema; os “métodos microbiológicos”, que injetam micro-organismos no reservatório reduzindo a viscosidade ou produzindo biopolímeros *in situ*, e até mesmo o uso de “vibrações”, seja na superfície ou no reservatório, é uma técnica controversa, porém com alguns resultados positivos.

ESTIMATIVAS DE RESERVAS

Na indústria petrolífera, as estimativas dos volumes de fluidos existentes em cada possível campo de exploração são vitais para o planejamento, tanto de investimentos, quanto dos custos e modos de operação.

Dessa forma, denomina-se “estimativa de reservas” as técnicas utilizadas para a determinação dos volumes de fluidos que podem ser retirados do reservatório, até que este chegue à condição de abandono, ou seja, até ao momento em que se torna economicamente inviável a manutenção da operação.

São diversas as técnicas de estimar os volumes originais de petróleo nos reservatórios, e cada uma delas se mostra eficaz em determinada situação. Cabe então ao analista, optar pela mais adequada, ou até mesmo aplicar mais de uma, para uma comparação dos resultados.

Conforme a maioria das literaturas, os principais métodos de estimativas de reservas são: “método por analogia”, “método da análise de risco”, “método volumétrico” e “métodos de performance do reservatório”.

MÉTODO POR ANALOGIA

Esse é um tipo de método de estimativa utilizado principalmente quando ainda não foram realizadas perfurações no campo. Nesse cenário, as informações existentes são provenientes de métodos indiretos, como a sísmica, por exemplo.

Além dos dados da sísmica, esse método utiliza também resultados de reservatórios localizados nas proximidades, que, provavelmente, devem ter características semelhantes às do reservatório em questão, daí o nome “método por analogia”.

MÉTODO DA ANÁLISE DE RISCO

Assim como o método por analogia, o método da análise de risco, também é empregado na fase inicial da exploração, isto é, antes das perfurações pioneiras. Além disso, também se baseia nos dados dos reservatórios próximos com características semelhantes.

De acordo com Morse (2006), a diferença básica entre as técnicas consiste no fato de que o “método de análise de risco” possui uma forma mais elaborada de tratamento estatístico dos dados, apresentando os resultados em faixas de possíveis ocorrências, ao invés de apenas um número absoluto, como no método por analogia.

MÉTODO VOLUMÉTRICO

Esse é um método de estimativa que é considerado uma alternativa razoável para o cálculo dos volumes originais de hidrocarbonetos, principalmente quando os dados de superfície e da sísmica são considerados suficientes para a determinação da estrutura e mapeamento do reservatório.

Basicamente, esse método consiste em uma fórmula para a determinação do “volume original” de óleo. Esse cálculo é dado em função do: “volume total da rocha”, que é obtido através da sísmica de reflexão; do “fator volume de formação”, que é obtido por ensaios de laboratório; e pelos valores de “porosidade média” e “saturação de água”, que são obtidos tanto por interpretações de perfis, quanto por ensaios laboratoriais.

MÉTODOS DE PERFORMANCE DO RESERVATÓRIO

Esse método se baseia no comportamento passado do reservatório para construir uma previsão de performance futura. Logicamente, é imprescindível possuir os dados do histórico de produção do reservatório. E em muitos casos são utilizadas também informações sobre os mecanismos de produção atuantes.

Conforme Sawaki (2003), as principais técnicas dos métodos de performance do reservatório, são: a “análise do declínio de produção”, a “equação de balanço de materiais” e a “simulação matemática de reservatório”.

A “análise do declínio de produção” é uma técnica que se baseia no comportamento das vazões de produção ao longo do tempo. Como as vazões tendem a diminuir, utiliza-se o histórico produção para extrapolar essa tendência de declínio, estimando assim, o comportamento futuro. Essa é uma técnica considerada bastante simplificada, visto que utiliza apenas o histórico de produção, não se importando com as propriedades físicas do reservatório.

Já na “equação de balanço de matérias” (EBM) é construído um equacionamento a partir da ideia de que a massa de fluidos original do reservatório é igual a soma das massas dos fluidos que já foram retirados com àqueles que ainda permanecem contidos no reservatório.

Dessa forma, na EBM é criada uma equação diferente para cada reservatório, sendo observados: o histórico de produção, as propriedades dos fluidos e da rocha, as variações de pressão, e até mesmo as singularidade de cada reservatório, como por exemplo os mecanismos de produção à que estão sujeitos.

Por fim, na técnica de “simulação matemática de reservatório”, como o próprio nome sugere, trata-se da simulação por meio de ferramentas numérico-computacionais, no qual se utiliza procedimentos de cálculos muito semelhantes a EBM.

A diferença básica entre a técnicas consiste no fato de que, enquanto na EBM, é utilizada uma única equação para representar todo o reservatório, na simulação, por sua vez, o reservatório é subdividido em diversas células, e para cada uma delas são atribuídas propriedades distintas e conseqüentemente geram equações distintas, traduzindo assim a heterogeneidade real dos reservatórios.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

Para que os fluidos de petróleo, após perfurado o poço, continuem sendo produzidos sem a implementação de técnicas de estimulação ou elevação artificial, é necessário que uma “energia primária” do reservatório promova a manutenção de pressão. Essa manutenção é possível justamente pela atuação dos mecanismos de produção. Sendo eles os mecanismos de: “gás em solução”, “capa de gás” e “influxo de água”.

Quando insuficiente a manutenção de pressão por meio dos mecanismos de produção, é necessário a aplicação de alguns métodos de estimulação da elevação. Quando estes métodos tem por objetivo ajustar a pressão dentro do poço, são denominados “métodos de elevação artificial”. Já quando a ajuste de pressão é focado no reservatório, trata-se dos “métodos de recuperação”, tanto “secundária”, quanto “avançada”.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Lima AM (2016). Métodos de recuperação secundária convencionais. Disponível em: <<https://pt.linkedin.com/pulse/m%C3%A9todos-de-recupera%C3%A7%C3%A3o-secund%C3%A1ria-convencionais-adriano-max-lima>>. Acesso em: 28/07/2021.
- 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.
- Morse LL (2006). Análise do crescimento do volume recuperável provado de campos de petróleo. Universidade Federal do Rio de Janeiro (Dissertação), Rio de Janeiro. 136p.
- Rosa LAS et al. (2006) Engenharia de reservatório de petróleo. 1 ed. Rio de Janeiro: Interciência. 808p.
- Sawaki MT (2003). Intervalo de confiança para a apreciação de reservas de óleo e gás. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (Dissertação), Rio de Janeiro. 94p.

Modelagem e simulação numérica de reservatórios de petróleo

INTRODUÇÃO

A modelagem e simulação de reservatórios de petróleo possui um papel fundamental como ferramenta, possibilitando melhor entender e prever o comportamento de determinado reservatório. Dessa forma, a simulação permite definir estratégias para otimizar a produção economicamente.

De acordo com Mota (1994) e Martins (2010), a simulação de reservatórios de hidrocarbonetos tem sido praticada desde o início da década de 30. Antes dos anos 60, essa simulação era realizada exclusivamente através de métodos analíticos, balanços materiais e equações unidimensionais.

A partir de 1960, com o advento das tecnologias digitais, surgiram os primeiros simuladores bifásico e bidimensionais, permitindo avanços significativos na formulação de modelos e métodos de solução numéricos. Com o passar do tempo, estes avanços possibilitaram simular processos de recuperação mais complexos, capazes de descrever numericamente o comportamento dinâmico dos reservatórios de petróleo.

Como já salientado, o principal objetivo da simulação é prever a performance de um reservatório sob diferentes condições de produção. Essa previsão possibilita o esclarecimento de diversos fatores em uma exploração de hidrocarbonetos, alguns desses fatores são:

- Volume estimado de reserva;
- Volume que pode ser recuperado;
- Vazão ideal e crítica de produção;
- Tipo, quantidade e localização dos poços;
- Tipo de fluido e vazão de injeção;
- Equipamentos de superfície recomendados;
- Métodos avançados de recuperação aplicáveis.

A ferramenta utilizada em um processo de simulação, isto é, o simulador, requer um detalhado conhecimento das propriedades petrofísicas e processos físicos que ocorrem nos reservatórios, além de uma fundamentada metodologia de modelagem matemática e programação.

Os simuladores numéricos de reservatórios, são também conhecidos como simuladores numéricos de fluxo, isso porque analisam o comportamento do fluxo de fluidos em um reservatório de petróleo, empregando uma solução numérica.

Rosa (2006) classifica os simuladores numéricos de reservatórios em função de três características básicas: número de dimensões consideradas; número de fases admitidas e tratamento matemático utilizado.

CLASSIFICAÇÃO QUANTO AO NÚMERO DE DIMENSÕES CONSIDERADAS

Nessa classificação os simuladores podem ser do tipo “unidimensional” (quando admite fluxo em uma única direção), “bidimensional” (quando simula em duas dimensões, seja um plano vertical, horizontal ou até mesmo radial) ou “tridimensional” (quando considera todas as três dimensões).

CLASSIFICAÇÃO QUANTO AO NÚMERO DE FASES ADMITIDAS

Os simuladores podem ser do tipo “monofásico”, quando considera a presença de apenas uma fase no reservatório (gás, óleo ou água), “bifásico”, quando admite duas fases (geralmente óleo e água ou gás e água) ou “trifásico” quando as três fases de fluidos são consideradas no fluxo.

CLASSIFICAÇÃO QUANTO AO TRATAMENTO MATEMÁTICO UTILIZADO

Nesse tipo de classificação o simulador numérico pode ser do tipo “modelo volumétrico”, que é normalmente conhecido como “modelo beta” ou “*black oil*”. Nesse tratamento admite-se que cada uma das fases presentes no reservatório é constituída por um único componente. Isto é, a fase óleo, por exemplo, é composta por apenas um elemento, denominado simplesmente óleo, embora se saiba que essa fase é constituída por diversos tipos de hidrocarbonetos.

Outra classificação quanto ao tratamento matemático é o chamado “modelo composicional”, neste caso considera-se as composições das fases presentes. Dessa forma, o óleo não é mais admitido

como formado por um único componente, mas sim pelos vários hidrocarbonetos, tais como C1, C2, C3, etc.

Para facilitar a simulação e reduzir o tempo computacional, os componentes podem ser agrupados em “pseudocomponentes”. Por exemplo, a fase óleo pode ser constituída por: C1, C2-C6 e C7+. Assim, C2-C6 é um “pseudocomponente” que engloba os componentes C2, C3, C4, C5 e C6, enquanto C7+ abrange todos os componentes com pesos moleculares maiores que o de C6.

Um último tipo de classificação quanto ao tratamento é o denominado “modelo térmico”, nesse caso além de ser considerada as composições de cada fase, também é levado em conta a variação de temperatura no interior do reservatório. Esse é um modelo amplamente utilizado nas simulações de recuperação secundária, mais especificamente nos casos em que são injetados vapor ou água quente, ou então é realizada uma combustão *in situ*.

MODELAGEM

A modelagem, nada mais é que a representação de sistemas e fenômenos reais em modelos matemáticos. Dessa forma, diante dos dados de: geologia, rocha, fluidos de produção, completação dos poços, dentre outras informações, é realizado a modelagem do reservatório.

O primeiro passo dessa modelagem é a chamada “discretização”, um processo que consiste em subdividir o reservatório em elementos de volume finito, criando assim um “*grid*”. Em palavras mais simples, o reservatório é dividido em várias células, e o conjunto destas é chamado “malha” ou “*grid*”.

As linhas da malha estendem-se por todo reservatório, e as coordenadas “x”, “y” e “z” formadas por essas linhas, identificam a localização de cada célula no *grid*. Para cada célula são fornecidas as informações petrofísicas da coordenada, além das equações dos processos físicos.

Uma vez que a maioria dos reservatórios é constituída por uma complexa estrutura interna e por elementos de difícil modelagem, como falhas e fraturas, um bom modelo aproximado demanda um grande número de células.

As equações dos processos físicos presentes nas células do *grid* são formuladas através de: leis básicas a uma região do espaço (como as leis de conservação de massa, de energia e de “momentum”);

formulações matemáticas de fenômenos de transportes (como a Lei de Darcy e a Lei de Forchheimer), equações de estado (como as equações de gás real e ideal) e até relações auxiliares, quando necessário.

A Tabela 1 reúne algumas das principais equações que descrevem os processos físicos que ocorrem nos reservatórios e são utilizadas na modelagem do sistema.

Para finalizar a modelagem ainda é realizado um “ajuste histórico”, no qual o principal objetivo é calibrar o modelo numérico com o reservatório real a partir dos dados disponíveis nos históricos de produção e de pressão.

Realizado o ajuste histórico, parte-se então para a “extrapolação”, que consiste na utilização do modelo para se prever o comportamento futuro do reservatório, em outras palavras, inicia-se a simulação.

Tabela 1. Equações de processos físicos em reservatórios de petróleo. Fonte: os autores.

Processos Físicos e Leis	Formulação
Conservação de massa (lei de Lavoisier)	$\sum M_i = \sum M_f$
Conservação de energia (lei de Mayer)	$\sum E_{mi} = \sum E_{mf}$
Conservação de “ <i>momentum</i> ” (segunda lei de Newton)	$\sum F = \frac{\partial M}{\partial t}$
Fluxo laminar (lei de Darcy)	$v_s = -\frac{k_s}{\mu} \frac{\partial \Phi}{\partial s}$
Fluxo turbulento (lei de Forchheimer)	$-\frac{dp}{ds} = \frac{\mu}{k_s} v_s - \beta \rho v_s^2$
Condução de calor (lei de Fourier)	$q_s = -k' \frac{\partial T}{\partial s}$
Convecção de calor (convecção de Bénard)	$q_s = c_p v_s (T - T_o)$
Compressibilidade isotérmica (líquidos)	$c = -\frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial p} = \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial p}$
Compressibilidade efetiva (sólidos – rocha)	$c_f = \frac{1}{\phi} \frac{\partial \phi}{\partial p}$
Gás real (lei dos gases)	$\rho = \frac{pM}{ZRT}$
Gás ideal (lei dos gases)	$\rho = \frac{pM}{RT}$

A etapa da simulação propriamente dita, consiste na extrapolação do modelo numérico gerado para possíveis condições específicas futuras. Nessa previsão, podem ser impostas as vazões dos poços, bem como as pressões de produção. Ou então podem ser analisados os arranjos de poços de injeção, além de quando será iniciada a injeção de fluidos no reservatório. Enfim, diversos cenários de exploração podem ser avaliados, permitindo uma análise econômica dos resultados e a decisão de um esquema ótimo de produção.

De maneira mais técnica, a simulação consiste em solucionar as equações resultantes do modelo matemático formulado. Quando essa modelagem é feita de maneira realista, essas condições conduzem a complexas equações ou sistema de equações diferenciais parciais e não-lineares, e por isso não podem ser resolvidas por métodos analíticos.

Diante dessa complexidade, técnicas de discretização numérica são utilizadas para se obter uma solução aproximada. Diversos métodos de solução de equações diferenciais parciais estão disponíveis na literatura, como o método de volumes finitos, o método de elementos finitos, método das diferenças finitas, dentre outros. De acordo com Machado (2010) e Rosa (2006) o método de solução mais utilizado em simuladores de reservatórios comerciais, é o “método das diferenças finitas”.

MÉTODO DAS DIFERENÇAS FINITAS

Tecnicamente, esse método se baseia na aproximação de derivadas por diferenças finitas, sendo que a fórmula de aproximação é obtida através da série de Taylor da função derivada.

De maneira mais didática, esse método de solução visa transformar as complexas equações parciais da modelagem, em algébricas, simplificando assim a resolução numérica.

Essa transformação se dá pela aproximação do valor da função derivada, que pode ser de primeira ordem, segunda ordem ou outra ordem superior. Vale lembrar que, por se tratar de uma aproximação, ocorre um erro, o chamado erro de truncamento. Esse erro tende a ser menor, conforme maior for a ordem da derivada selecionada.

Essa aproximação é obtida pela chamada série de Taylor. Essa série permite uma expansão de uma complexa função em uma série de potências. No caso do método das diferenças finitas, a série de

Taylor permite estabelecer uma relação de valores em pontos escolhidos. Isto é, a série é escrita em torno de um determinado ponto no qual se deseja calcular a derivada.

Na prática, é feito o seguinte. O reservatório é subdividido por uma malha de discretização. Cada célula representa um ponto discreto, sendo o conjunto destes pontos o domínio espacial. O domínio do tempo, por sua vez, é discretizado por instantes espaçados de tempo, sendo que em cada passo de tempo são calculadas as incógnitas da simulação.

As complexas equações diferenciais parciais são então escritas para cada ponto no espaço e cada instante de tempo na sua forma aproximada, através do truncamento da série de Taylor em torno daquele ponto.

Por fim, todo esse sistema de equações algébricas obtido é resolvido numericamente por meio de algum algoritmo. Dessa forma, a simulação obtém soluções aproximadas em cada um dos pontos e a cada nível de tempo.

Esses algoritmos para a solução do sistema de equações já lineares, são divididos em dois grupos: “métodos diretos” e “métodos iterativos”. Os “métodos diretos” utilizam algoritmos de fatoração para encontrar a solução exata do sistema em um número fixo de passo.

Já os “métodos iterativos” buscam aproximar, a cada iteração, uma solução inicial à solução real do sistema. Essas iterações são realizadas até que a solução aproximada seja suficientemente precisa.

De acordo com os estudos analisados por Martins (2010), na simulação de reservatórios de petróleo, a utilização dos métodos iterativos é mais adequada que a utilização dos métodos diretos.

Esses métodos ainda podem ser classificados quanto ao tratamento das incógnitas da simulação em cada passo da iteração. Nessa classificação os métodos podem ser do tipo: “explícito”, “implícito” ou “híbridos”.

Os “métodos explícitos” são condicionalmente estáveis e fornecem convergência rápida, porém não garantida. Já os métodos “híbridos” e “implícitos” são os mais utilizados pois apesar de serem incondicionalmente estáveis e apresentarem um convergências mais lenta, esta é garantida.

Desses métodos, de acordo com Chen et al. (2006) as formulações mais utilizadas são: “IMPES” (*Implicit Pressure and Explicit Saturation*), “SEQ” (*Sequential Solution*) ou “SS” (*Simultaneous Solution*).

A formulação “IMPES” é um método híbrido, que, como o próprio nome sugere, determina primeiramente os valores de pressão no novo nível de tempo utilizando as saturações no nível de tempo passado, e com esses novos valores de pressão calcula explicitamente as novas saturações.

Já a formulação “SEQ” é uma adaptação do método “IMPES”, melhorando a estabilidade do método para o caso bifásico e trifásico. Utilizando para isso, os valores implícitos de permeabilidades relativas na transmissão de fluxo entre as células da malha.

A formulação “SS”, também chamada de SS implícita, faz uso dos valores de permeabilidades relativas, porém as incógnitas da simulação são calculadas concomitantemente através da resolução simultânea de todas as equações.

A utilização dessas formulações é bastante relativa. Por exemplo, os modelos térmicos geralmente envolvem a formulação SS. Enquanto os modelos volumétricos 3D dão preferência a formulação IMPES. Já modelos composicionais podem usar tanto IMPES quanto SS, sendo, em alguns casos apenas, restringida somente a formulação SEQ, por não preservar o balanço material.

Enfim, a seleção da formulação adequada se dá por diversos fatores, tais como: tipo de simulador, custo computacional, discretização temporal, etc. E ainda podem existir métodos que criam um meio termo entre as formulações, como por exemplo a “AIM” (*Adaptive Implicit Method*) que é uma formulação que utiliza um esquema implícito adaptativo.

EXEMPLOS DE SIMULADORES DE RESERVATÓRIO

Tendo em vista a complexidade envolvida no desenvolvimento de um programa de simulação de reservatórios, grande parte das empresas utilizam simuladores comerciais, como os simuladores do grupo CMG e da *Schlumberger*.

Algumas empresas possuem simuladores próprios, como é o caso da Exxon e Shell. Algumas universidades, como *Stanford* e a Universidade do Texas, também possuem simuladores para fins acadêmicos e de pesquisa.

Tanto os simuladores comerciais, quanto os de empresas e universidades, são classificados como “simuladores proprietários”, ou simplesmente “simuladores comerciais”.

Existe ainda os chamados “simuladores livres”, que são normalmente *softwares* de domínio público e código aberto, o que possibilita a implementação de melhorias, seja no campo numérico ou a inclusão da modelagem de outros fenômenos físicos. Por esses motivos, esse é um tipo de simulador também amplamente utilizado no meio acadêmico.

Bastos (2018) reúne e apresenta os principais simuladores de reservatórios utilizados. Dos simuladores comerciais, os mais conhecidos são os simuladores do grupo “CMG”, o “UTCHEM” e o “Eclipse”. Já dos simuladores livres os mais mencionados são o “MRST”, o “MASTER” e “BOAST”.

O grupo CMG abrange três simuladores principais: o “IMEX”, que é um simulador do modelo volumétrico, isto é, *Black Oil*; o “GEM”, um simulador do tipo composicional e o “STARS” um simulador composicional térmico.

Já o “UTCHEM” é um simulador composicional, multifásico e multicomponente, que além de ser tridimensional, se adequa a comportamentos de fases complexos e reações químicas.

O “ECLIPSE” é desenvolvido pela *Schlumberger* e compreende o ‘ECLIPSE 100’, que é um simulador *Black Oil*, e o “ECLIPSE 300”, um simulador composicional e térmico.

Já o “MRST” é um simulador livre que é desenvolvido e disponibilizado pelo “SINTEF ICT” como um pacote de ferramentas que é utilizado em conjunto com o “MATLAB”.

O “MASTER” é um simulador livre, multicomponente e pseudomiscível, sendo produzido e disponibilizado pelo Departamento de Energia dos Estados Unidos.

O “BOAST” também é disponibilizado pelo Departamento de Energia estadunidense, sendo um simulador isotérmico, trifásico e tridimensional, que utiliza o método IMPES para a resolução numérica.

A Tabela 2 apresenta alguns simuladores numéricos de reservatórios de petróleo, além de indicar o tipo de simulador e referenciar algum trabalho acadêmico que tenha utilizado essa ferramenta em suas análises.

Tabela 2. Simuladores numéricos de reservatórios de petróleo. Fonte: os autores.

Simulador	Tipo	Referência
-----------	------	------------

IMEX	Simulador Comercial	(Dantas, 2008)
MASTER	Simulador Livre	(Basile, 2011)
UTCHEM	Simulador Comercial	(Oliveira et al., 2014)
STARS	Simulador Comercial	(Queiroz, 2006)
BOAST	Simulador Livre	(Bartoszeck, 2009)
ECLIPSE	Simulador Comercial	(Romero et al., 2014)

CONSIDERAÇÕES FINAIS

Em uma indústria extremamente cara e com projetos altamente complexos, é relevantemente importante deter a capacidade de entender e prever o comportamento dos reservatórios de petróleo. Nesse aspecto, a modelagem e simulação numérica são aliadas técnicas que permitem otimizar economicamente o processo de exploração.

Enquanto a modelagem trata-se da discretização do sistema físico em um modelo numérico matemático, a simulação refere-se à extrapolação desse modelo através da resolução das equações de estado resultantes. Por se tratar de complexos sistemas de equações, essa resolução se dá por métodos de solução por aproximação, como é o caso do “método das diferenças finitas”.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Bartoszeck MK (2009). Simulação de fluxo em um modelo 3D análogo a um reservatório fraturado de gás. Universidade Federal do Paraná (Tese), Curitiba. 139p.
- Basile FR (2011). Estudo do efeito do teor de CO₂ injetado sobre o fator de recuperação de reservatório sintético submetido ao processo de recuperação especial WAG-CO₂. Universidade Federal Fluminense (Monografia), Niterói. 238p.
- Bastos LS (2018). Estudo do simulador boast: avaliação de parâmetros e aplicação alternada água-gás (wag) em reservatório de petróleo. Universidade Federal da Bahia (Dissertação), Salvador. 206p.
- Chen Z et al. (2006). *Computational methods for multiphase flows in porous media*. Philadelphia SIAM.
- Dantas V (2008). Otimização da injeção de polímeros em reservatórios de petróleo. Universidade Federal de Pernambuco (Dissertação), Recife. 131p.
- Machado VBM (2010). Modelagem e simulação numérica de reservatórios de petróleo: principais aspectos envolvidos. Apostila. Escola de Ciências e tecnologias E&P, Universidade Petrobras, Salvador.

- Martins GA (2010). Simulação numérica de reservatórios com malha triangular e sistema bidimensional-bifásico óleo/água. Universidade Federal Fluminense (Monografia), Niterói. 89p.
- Mota MAA (1994). Simulação numérica de reservatórios de petróleo utilizando coordenadas generalizadas e esquema de interpolação TVD. Universidade Federal de Santa Catarina (Dissertação), Florianópolis. 111p.
- Oliveira CM et al. (2014) Análise paramétrica do deslocamento de óleo governado pela teoria Buckley-Leverett. *Latin American Journal of Energy Research*. 9p.
- Queiroz GO (2006). Análise da influência de variáveis na injeção cíclica de vapor. Universidade Federal do Rio Grande do Norte (Dissertação), Natal. 135p.
- Romero OJ et al. (2014). Avaliação da influência de parâmetros como tipo de fluido deslocante, vazão de injeção e tempo de injeção, tendo como foco a injeção de CO₂ em um reservatório genérico.
- Rosa LAS et al. (2006) Engenharia de reservatório de petróleo. 1 ed. Rio de Janeiro: Interciência. 808p.

ÍNDICE REMISSIVO

	A		M
árvore de natal, 7, 9			mecanismo combinado, 28
	B		molhada, 7, 9
BHJ, 17, 21			P
<i>black oil</i> , 36			plataforma, 12, 13
	D		<i>Plunger Lift</i> , 17, 24
diferenças finitas, 39, 42			R
	E		recuperação avançada, 29, 30
EBM, 33			recuperação secundária, 14, 29, 30, 31, 33, 37
elevação natural, 15, 16			S
estimativa de reservas, 26, 31			SEQ, 40
	G		SS, 40
GLC, 17, 22, 23			T
GLI, 17, 22, 23			terrestre, 14
	I		U
IMPES, 40, 41			umbilicais, 9, 11

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 978-658831984-0



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