

ANEXO A

A.1. Classificação dos Fluidos de Perfuração

Os fluidos são classificados em fluidos de base água, fluidos de base óleo e fluidos de base ar ou gás (THOMAS, 2001). A Figura A.1 mostra o esquema de classificação dos fluidos de perfuração em dois grandes grupos: líquidos e gases.

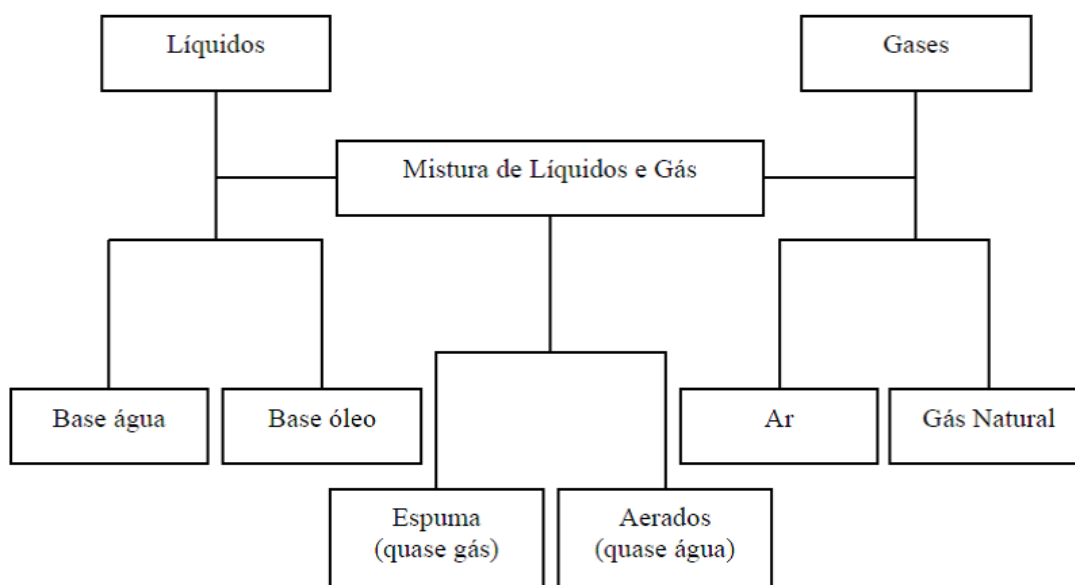


Figura A.1 – Esquema de classificação dos fluidos de perfuração (NETO, 2011).

Quando o principal constituinte é um líquido (água ou óleo), aplica-se o termo lama à suspensão de sólidos no líquido. Neste caso, tem-se uma lama à base de água ou à base de óleo. Quando a água e o óleo estão presentes, forma-se uma emulsão com agitação e a adição de um agente emulsificante. A natureza química do emulsificante determina se o óleo é emulsificado na água (lama de emulsão de óleo, ou seja, a água é a fase contínua) ou se a água é emulsificada no óleo (lama de emulsão inversa, ou seja, o óleo é a fase contínua).

Os fluidos também podem ser classificados com relação ao seu conteúdo em sólidos, como de alto e baixo teor de sólidos. Nos fluidos de baixo teor em sólidos, os insumos minerais são parcialmente substituídos por produtos químicos, a exemplo da Carboximetilcelulose (CMC) e do amido que têm substituído a bentonita na função de reduzir a perda do fluido por filtração. Os fluidos com baixo teor de sólidos são indicados nos casos de ameaça de desestabilização do poço.

A.1.1) Fluidos à base de água (THOMAS, 2001)

Os fluidos à base de água são os mais utilizados nas perfurações. São fluidos cuja fase contínua e o seu principal componente é a água, que pode ser doce, dura ou até mesmo salgada. A definição deste fluido considera principalmente a natureza da água e aditivos químicos empregados no preparo do fluido. A proporção entre os componentes básicos e as interações entre eles provoca sensíveis modificações nas propriedades físicas e químicas do fluido. Consequentemente, a composição é o principal fator a se considerar no controle das suas propriedades.

Três tipos de água podem ser utilizadas. A água doce, por definição, apresenta salinidade inferior a 1.000 ppm de NaCl equivalente. Do ponto de vista industrial para aplicação em fluidos de perfuração, a água doce não precisa de pré-tratamento químico porque praticamente não afeta o desempenho dos aditivos empregados no preparo do fluido. A água dura tem como característica principal a presença de sais de cálcio e de magnésio dissolvidos, em concentração suficiente para alterar o desempenho dos aditivos químicos. A água salgada é aquela com salinidade superior a 1.000 ppm de NaCl equivalente e pode ser natural, como a água do mar, ou pode ser salgada com a adição de sais como NaCl, KCl ou CaCl_2 .

Entre os fatores que influenciam na seleção da água para preparo do fluido de perfuração pode-se indicar a disponibilidade, o custo de transporte (pesa muito na perfuração marítima), o custo do tratamento, as formações geológicas a serem perfuradas, os produtos químicos que irão compor o fluido, os equipamentos e as técnicas de perfuração a serem utilizados na avaliação das formações.

A principal função da água é prover o meio de dispersão para os materiais coloidais (argilas e polímeros) que controlam as propriedades reológicas (viscosidade, limite de escoamento, forças géis e volume de filtrado) em valores adequados para promover ao fluido uma alta taxa de remoção de sólidos perfurados e capacidade de estabilização das paredes do poço. Também estão dispersos na água sólidos ativos ou inertes. Os sólidos ativos são materiais argilosos, cuja função principal é de aumentar a viscosidade do fluido. A argila mais usada é a bentonita; e em menor escala, a atapulgita. Os sólidos inertes adensam o fluido de perfuração, para que se possa perfurar a maiores profundidades, e se originam de detritos finos de rochas perfuradas ou outros materiais industrializados. O adensante baritina é o sólido inerte mais comum dentre os produtos comercializados, e em menor escala, a calcita e a hematita. Os sólidos inertes oriundos das rochas perfuradas são: areia, silte e calcário fino (BOURGOYNE *et al.*, 1991).

Os produtos químicos adicionados ao fluido podem ser alcalinizantes e controladores de pH (soda cáustica, potassa cáustica e cal hidratada), dispersantes (lignossulfonato, tanino, lignito e fosfatos), redutores de filtrado (amido), floculantes (soda cáustica, cal e cloreto de sódio), polímeros de uso geral para viscosificar, deflocular ou reduzir filtrado, surfactantes para emulsificar e reduzir a tensão superficial, removedores de cálcio e magnésio (carbonato e bicarbonato de sódio), inibidores de formações ativas (cloreto de potássio, sódio e cálcio) e bactericidas (paraformaldeído, compostos organoclorados, soda cáustica e cal). Produtos químicos mais específicos, como anticorrosivos, traçadores químicos, antiespumantes, entre outros, também podem estar presentes.

Podem-se produzir fluidos para situações especiais que possuirão funções específicas. Dentre eles podem-se citar:

- Fluido à base de água com adição de cal, ou sais NaCl, KCl e CaCl_2 , para baixar a solubilidade de formações rochosas salinas na água;
- Fluidos à base de água emulsionados com óleo, que têm o objetivo de reduzir a densidade do sistema evitando perdas de circulação em zonas de baixa pressão de poros ou baixa pressão de fratura;
- Fluidos à base de água com baixo teor de sólidos, usados para aumentar a taxa de penetração da broca em formações mais duras, reduzindo o custo total da perfuração.

Os fluidos não-inibidos são empregados na perfuração das camadas rochosas superficiais compostas na maioria das vezes de sedimentos não consolidados. Esta etapa termina com a descida do revestimento de superfície. Como essas rochas superficiais são praticamente inertes ao contato com água doce, pouco tratamento químico é dispensado ao fluido durante esta fase.

Os fluidos inibidos são programados para perfurar rochas de elevado grau de atividade na presença de água doce. Uma rocha é dita ativa quando interage quimicamente com a água, tornando-a plástica, expansível, dispersível ou até mesmo solúvel. Nos fluidos inibidos são adicionados produtos químicos, tais como eletrólitos e/ou polímeros, que têm a propriedade de retardar ou diminuir estes efeitos. Estes aditivos são conhecidos por inibidores. Os inibidores físicos são adsorvidos sobre a superfície dos materiais das rochas e impedem o contato direto com a água. Outros produtos como a cal, os cloretos de potássio, de sódio e de cálcio, conferem uma inibição química porque reduzem a atividade química da água e podem reagir com a rocha, alterando-lhe a composição. Um exemplo típico de inibição é usado quando se perfura uma rocha salina. A rocha salina tem elevado grau de solubilidade em água

doce, entretanto quando se emprega um fluido salgado saturado com NaCl como meio dispersante, a solubilidade fica reduzida.

A Figura A.2 mostra o esquema de classificação de fluidos de perfuração à base de água.

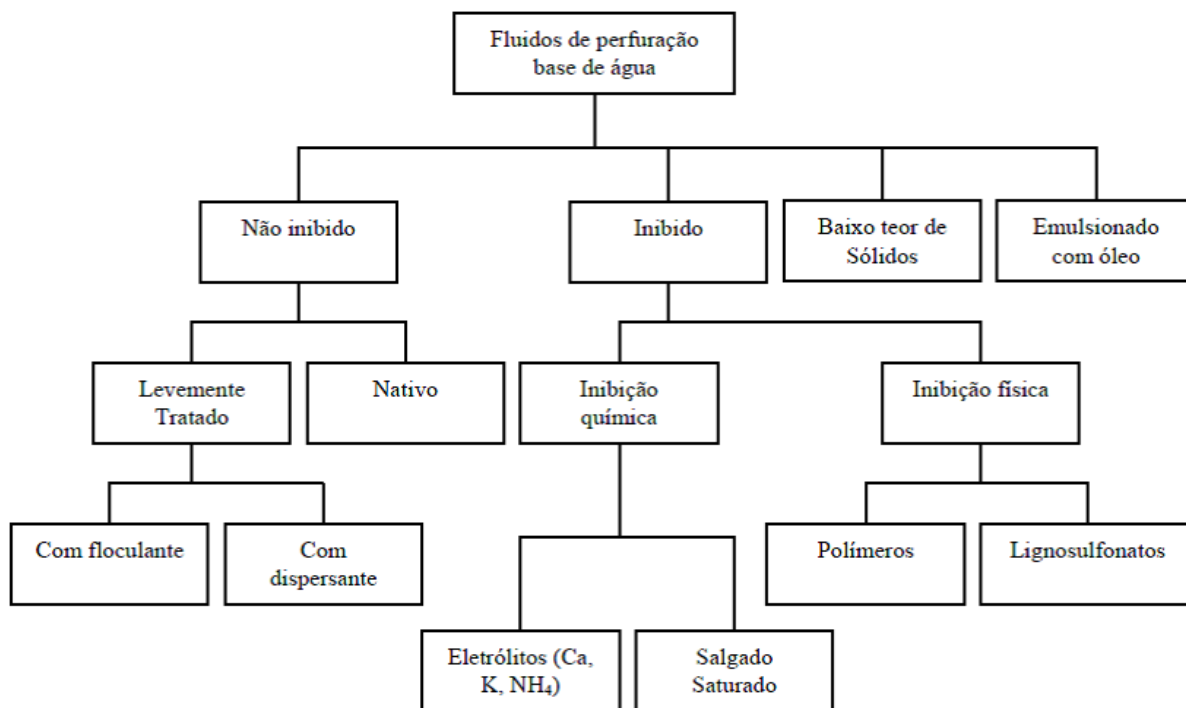


Figura A.2 – Esquema de classificação dos fluidos de perfuração a base de água (NETO, 2011).

Os fluidos de base água são absoluta maioria, pois são mais baratos, de tratamento mais simples, afetam menos a taxa de penetração, detectam mais facilmente a presença de gás, não restringem a corrida de perfis geológicos e fornecem melhor performance ambiental em termos da sua natureza atóxica e de destacados níveis de biodegradabilidade (PEREIRA, 2006).

A.1.2) Fluidos à base de óleo (THOMAS, 2001)

Os fluidos de perfuração são classificados como fluidos à base de óleo quando a fase contínua ou dispersante é constituída por uma fase óleo, geralmente composta de hidrocarbonetos líquidos. A fase descontínua é composta por pequenas gotículas de água dispersas, ou de solução aquosa. Também estão dispersos sólidos orgânicos ou inorgânicos. Alguns sólidos coloidais, de natureza inorgânica e/ou orgânica, podem compor a fase

dispersa. Os fluidos podem ser emulsões água/óleo propriamente dita (teor de água < 10%) ou emulsão inversa (teor de água de 10 a 45%). Devido ao alto custo inicial e grau de poluição, os fluidos à base de óleo são empregados com menor frequência do que os fluidos à base de água.

As principais características dos fluidos a base de óleo são grau de inibição elevado em relação às rochas ativas, baixíssima taxa de corrosão, resistência a temperaturas elevadas apresentando propriedades reológicas e filtrantes controláveis acima de 350°F até 500°F, grau de lubricidade elevado ou baixo coeficiente de atrito, amplo intervalo de variação de densidade de 0,89 a 2,4 g/cm³ e baixíssima solubilidade de sais inorgânicos.

Devido a essas características, os fluidos à base de óleo são usados em poços de alta pressão e alta temperatura (Poços HPHT), formações de folhelhos argilosos e plásticos, formações salinas de halita, silvita, carnalita e etc, formações de arenitos produtores danificáveis por fluidos à base de água, poços direcionais ou delgados ou de longo afastamento e formações com baixa pressão de poros ou de fratura (TRIGGIA *et al.*, 2001).

Mas esses fluidos possuem algumas desvantagens em relação aos de base de água, como dificuldade na detecção de gás no poço devido a sua solubilidade na fase contínua, menores taxas de penetração, maiores graus de poluição, menor número de perfis que podem ser executados, dificuldade no combate a perda de circulação e maior custo inicial.

Apesar dos fluidos a base de óleo possuírem características superiores aos outros fluidos quanto à estabilidade térmica, lubricidade e estabilização das paredes do poço, a sua utilização tem necessidade de manejo especial e pode ocasionar sérios problemas ambientais. Desta forma, os fluidos de base aquosa são melhores candidatos para substituir os fluidos de base óleo, pois além de serem ambientalmente menos impactantes, tendem a ser mais viáveis economicamente e possuem uma maior capacidade de limpeza do poço. Contudo, muitos progressos têm sido alcançados na pesquisa de novos sistemas à base de óleo, como óleos sintéticos, menos poluentes do que o óleo diesel (CAENN e CHILLINGAR, 1996).

A.1.3) Fluidos à base de ar comprimido ou gás (THOMAS, 2001)

Os fluidos de perfuração são classificados como fluidos à base de ar ou gás quando o ar ou gás é usado como fluido circulante. Os fluidos à base de ar comprimido ou gás (N₂) são fluidos de baixa densidade utilizados em perfurações onde existem zonas com perdas de circulação severas, formações produtoras com pressões muito baixas ou com grande susceptibilidade a danos e em rochas muito duras como basalto ou diabásio. Outros fatores

que influem na utilização de fluido à base de ar é a região a ser explorada (regiões onde existe escassez de água ou regiões glaciais com camadas espessas de gelo).

A perfuração com ar puro utiliza apenas ar comprimido ou nitrogênio como fluido, e é aplicada em formações que não produzam quantidades elevadas de água e que não contenham hidrocarbonetos. A perfuração com névoa, uma mistura de água dispersa no ar, é empregada quando são encontradas formações que produzem água em quantidade suficiente para comprometer a perfuração com ar puro (TRIGGIA *et al.*, 2001).

Os fluidos com espuma são utilizados em casos onde é necessária uma eficiência elevada no carregamento de cascalhos, uma vez que estes fluidos apresentam alta viscosidade à baixa taxa de cisalhamento. As espumas são uma dispersão de gás em líquido, na qual a fase contínua é constituída por um filme delgado de uma fase líquida, estabilizada por um tensoativo específico (espumante). Os fluidos aerados são fabricados por injeção de ar ou gás no interior de um fluido a base de gel. A perfuração com fluidos aerados é utilizada em regiões onde é necessário um gradiente de pressão intermediário entre os fluidos convencionais e as espumas.

A.1.4) Fluidos sintéticos

Mais recentemente, uma nova geração de fluidos de perfuração tem sido estabelecida, na qual a base do fluido é constituída por moléculas orgânicas sintéticas, como, por exemplo, os ésteres, éteres, poliolefinas, glicóis e glicosídeos. São os chamados fluidos sintéticos. Segundo CAENN e CHILLINGAR (1996), estes materiais são entendidos como sendo fluidos base óleo, mas com algumas características de fluidos base água, tendo vantagens nas características de biodegradabilidade e bioacumulação, sendo menos tóxicos e menos danosos ao meio ambiente. Esse tipo de fluido é aplicado em situações mais severas de perfuração, em substituição aos fluidos à base de óleo. Sua aplicação não segue uma regra definida, a decisão do uso é específica às particularidades encontradas em cada poço. Cabe ressaltar que os produtos sintéticos são muito caros se comparados com óleo diesel ou mineral, restringindo o seu uso somente a perfurações *offshore* ambientalmente sensíveis.

A.2. Aditivos de Fluidos de Perfuração

A.2.1) Modificador de densidade (Adensante)

É necessário que o fluido de perfuração exerça um diferencial de pressão frente às camadas que poderão ser encontradas durante a perfuração, de forma a impedir o influxo, ou

seja, que petróleo ou gás jorre do poço (fenômeno conhecido como *blowout*). Essa pressão, que depende da densidade do fluido, pode ser controlada com a adição de minerais com elevado peso específico. Por outro lado, uma pressão exagerada pode provocar danos ao poço como desmoronamento ou fraturas na rocha e consequente fuga do fluido. Portanto, a densidade do fluido deve ser cuidadosamente projetada em função das condições do poço. Minerais como barita, hematita e galena, por apresentarem peso específico elevado (4,2; 5,3 e 7,5, respectivamente) são os mais usados como agentes de ponderação para ajustar a densidade em função da pressão hidrostática requerida para a coluna de lama. No Brasil, o mineral mais utilizado é a barita (BALTAR e LUZ, 2003).

A barita ou baritina é um mineral de massa específica em torno de $4,2 \text{ g/cm}^3$. É predominantemente composto de sulfato de bário, mas contém algumas impurezas. As impurezas variam dependendo da fonte do minério, porém, estes são materiais predominantemente inertes, como quartzo, silicatos entre outros. O sulfato de bário puro é branco, mas as impurezas fazem com que a barita seja cinzenta ou cor-de-rosa. Entretanto, a cor não é indicativa da pureza ou da qualidade da barita. A barita não reage com nenhum componente do fluido de perfuração e é responsável pelo aumento da massa específica do fluido, contribuindo significativamente para o equilíbrio das pressões durante a perfuração de um poço (MELO, 2008).

A.2.2) Estabilizadores

Nos casos em que o poço atravessa uma camada de sal, o contato do fluido à base de água com a formação tende a provocar a erosão e desestabilização das paredes do poço. Problemas também são previstos na passagem por uma camada formada por material argiloso. A argila hidrata expande podendo provocar o aprisionamento da ferramenta de perfuração do poço. Para evitar a desestabilização e o alargamento do poço, pela ação da água, adiciona-se ao fluido um agente inibidor. Minerais como a gipsita ou a gilsonita são utilizados para assegurar a estabilização do poço, dependendo da natureza da formação atravessada pela perfuração. A gipsita (quimicamente, um sulfato de cálcio) é utilizada no caso de formações contendo esse tipo de sal. A gilsonita é usada em poço que atravessa camada de folhelho. A gilsonita cobre a superfície do folhelho evitando que este absorva água e se expanda, obstruindo o poço (BALTAR e LUZ, 2003).

Atualmente, tem-se dado preferência aos polímeros sintéticos, de baixo ou alto peso molecular, que são anfotéricos (podem ser usados em ambiente básico e ácido) e atuam reduzindo a dispersão e hidratação das argilas e folhelhos da formação atravessada durante a

perfuração do poço. Outros produtos químicos também costumam ser utilizados com essa finalidade, como os polifosfatos, lignitos, taninos e sais de potássio (BALTAR e LUZ, 2003).

A.2.3) Lubrificantes

O atrito provocado pelo contato do metal com a rocha resulta em desgaste e aquecimento da broca. O fluido proporciona o resfriamento e pode conter um insumo mineral com a função de lubrificante. Os minerais grafite e bentonita são adicionados ao fluido com essa finalidade. Em situações especiais usam-se produtos à base de glicol que, além de promover uma melhor lubrificação da coluna e broca de perfuração, inibe a hidratação do folhelho, reduz a perda de circulação e contribui para a formação da torta de filtração, ou seja, do revestimento das paredes do poço (BALTAR e LUZ, 2003).

A.2.4) Viscosificantes ou espessantes

A viscosidade é uma propriedade de grande importância nos fluidos de perfuração de poços. Um fluido viscoso mantém em suspensão e transporta até a superfície, com mais eficiência, os detritos resultantes da ação da broca giratória sobre a rocha. Por outro lado, a pressão necessária para o bombeamento, e a dificuldade para a remoção dos detritos antes do descarte, aumentam com a viscosidade do fluido (BALTAR e LUZ, 2003).

O fluido de perfuração deve apresentar um comportamento bastante peculiar. Quando o fluido estiver em movimento, ele deve apresentar a menor resistência possível ao escoamento (ser menos viscoso), para que se exija menos das bombas, porém, quando o fluido estiver parado, ele deve apresentar a maior resistência possível ao escoamento (ser mais viscoso), para que os cascalhos permaneçam em suspensão e não se depositem sobre a broca e ao redor da coluna de perfuração (LOPES, 2012).

Para alterar a viscosidade da lama de perfuração são usados minerais e também produtos orgânicos. A seguir são descritos alguns viscosificantes mais comuns:

a) Argilas

As argilas são agregadas em pacotes laminares como um baralho de cartas. Ao entrarem em contato com água, os pacotes de argila vão se separando à medida que a água penetra entre as camadas. Este efeito é chamado de dispersão – a separação das lâminas aumenta sua área de superfície exposta com as cargas atraindo as moléculas de água criando o efeito gel (MELO, 2008).

A bentonita é um tipo de argila plástica e coloidal, composta predominantemente pelo argilomineral montmorilonita pertencente ao grupo das esmectitas independentemente de sua origem ou ocorrência. As esmectitas possuem como características principais o alto poder de inchamento, até 20 vezes seu volume inicial, alta área de superfície, capacidade de troca catiônica e tixotropia. Estas características conferem à bentonita propriedades bastante específicas, que têm justificado sua vasta utilização (TONNESEN *et al.*, 2010).

A bentonita sódica é a argila comercial mais comumente utilizada em fluidos de perfuração, porém a salinidade da água afeta substancialmente a habilidade dela hidratar-se. Nesse caso, uma argila mineral chamada atapulgita pode ser utilizada. Em casos de alta temperatura, a argila mineral sepiolita é mais indicada para substituí-la (BOURGOYNE *et al.*, 1991).

As argilas organofílicas (bentonitas modificadas com surfatantes) são usadas em lamas à base de óleo para aplicações especiais e lamas de emulsão inversa para perfuração de poços que atravessem formação contendo camadas de folhelho.

b) Polímeros

Os polímeros foram introduzidos como aditivos para controle de filtrações (perdas da fase contínua, isto é, da base água do fluido, em formações permeáveis) e atualmente compõem grande parte dos sistemas a base de água. Os polímeros são definidos como moléculas muito grandes formadas por milhares de blocos que se repetem, chamados monômeros. À proporção que os monômeros se juntam para formar os polímeros, uma longa cadeia de moléculas é formada com massas moleculares da ordem de milhões. Eles variam extremamente na função e em propriedades básicas, isto é, estabilidade, carga, etc. Em geral os polímeros podem ser classificados como polímeros naturais, naturais modificados e polímeros sintéticos (CAENN e CHILLINGAR, 1996). A seguir será feita uma descrição dos polímeros usados no preparo de fluidos de perfuração.

b.1) Polímeros naturais

Os polímeros naturais são as gomas, os biopolímeros (polissacarídeos, poliésteres ou poliamidas) e os a base de amido. O amido é um polímero cuja molécula apresenta um caráter ligeiramente aniônico, sendo, portanto, considerado um polímero hidrofílico. Essa característica o torna capaz de absorver grande quantidade de água, sendo usado como controlador de perda de filtrado em todos os tipos de sistemas de fluido.

Os biopolímeros, geralmente, são polissacarídeos produzidos a partir da fermentação de bactérias. Eles possuem estruturas extremamente complexas e apresentam alto peso molecular, em torno de 1 a 2 milhões. Suas moléculas apresentam-se ligeiramente aniônicas. São usados no controle reológico e para melhorar o processo de carregamento de cascalhos durante a perfuração. Os exemplos mais comuns dessa classe são as gomas, destas, a goma Xantana é a mais utilizada (CAENN e CHILLINGAR, 1996).

b.2) Polímeros naturais modificados

Os polímeros modificados mais utilizados na indústria petrolífera são a CMC (carboximetilcelulose), o HEC (hidroxietilcelulose) e o CMS (carboximetilamido). A principal função desses polímeros é a de tornarem o fluido mais viscoso, melhorando a capacidade de carregamento de cascalhos. Assim, como os polímeros naturais, os polímeros modificados são agentes hidrofílicos capazes de absorver grande quantidade de água (CAENN e CHILLINGAR, 1996).

A CMC é um polissacarídeo linear derivado da celulose. É aniônico e possui grupos de ácido carboxílico. Sua função depende do peso molecular. É produzido pela carboximetilação da celulose de diversos valores de peso molecular. Na reação química empregam-se, além da celulose em suspensão, o monocloroacetato de sódio e o hidróxido de sódio sob condições de temperatura e agitação mecânica. A celulose é um polímero natural que é insolúvel em água, porém quando é modificada para Carboximetilcelulose (CMC) com a introdução do carboximetil, passa a ser solúvel em água e torna-se um dos mais valiosos aditivos para fluidos de perfuração. Seu uso inclui o controle de perda de filtrado e o aumento da viscosidade à alta taxa de cisalhamento (CAENN e CHILLINGAR, 1996).

O HEC é também um polissacarídeo linear derivado da celulose. É aniônico e sua função depende do seu peso molecular. Não é normalmente usado em fluidos de perfuração, mas é um viscosificante para salmoura em fluidos de completação, *gravel pack* e fluidos de fraturamento (CAENN e CHILLINGAR, 1996).

b.3) Polímeros sintéticos

O grupo que constitui os polímeros sintéticos é formado pelos poliacrilatos, polímeros produzidos através do petróleo, e pelas poliacrilamidas que são copolímeros de varias proporções de ácido acrílico e acrilamida (CAENN e CHILLINGAR, 1996).

Os poliacrilatos, normalmente, são aniônicos apresentando estruturas que não são complexas tendo seu uso variado de acordo com seu peso molecular. As moléculas com baixo

peso molecular são utilizadas como afinadores e defloculantes, essas funções são devido ao fato dos poliacrilatos de baixo peso molecular apresentarem muitas cargas negativas e alta capacidade de adsorção de sólidos ativos dos fluidos. Os poliacrilatos de baixo peso molecular adsorvem as cargas positivas dos fluidos deixando-os com excesso de cargas negativas, o que causa forte repulsão resultando na defloculação. Os poliacrilatos de peso molecular médio são utilizados como flocculantes e controladores de parâmetros reológicos. As moléculas com alto peso molecular são usadas como flocculantes (CAENN e CHILLINGAR, 1996).

A poliacrilamida é usualmente conhecida pelo nome genérico de poliacrilamida parcialmente hidrolisada (PHPA). Quando se fala em PHPA, fala-se na união da acrilamida e do acrilato de sódio através da copolimerização. Poliacrilamida por si só é insolúvel em água, então, deve ser copolimerizada com acrilato de sódio para obter a solubilidade necessária.

A poliacrilamida possui alto peso molecular e nos fluidos de perfuração atua como um controlador de filtrado, isso por ser capaz de encapsular os sólidos (contaminantes) presentes nos fluidos e formar flocos que se depositam no fundo dos tanques de decantação. A ação de captura de contaminantes pela poliacrilamida se deve a diferença de cargas existentes: a poliacrilamida é aniônica e os sólidos apresentam cargas positivas (CAENN e CHILLINGAR, 1996).

ANEXO B

B.1. Lei de Newton da Viscosidade

Na Figura B.1 têm-se duas placas planas, infinitas e paralelas, com áreas iguais a A , separadas pela distância y . No espaço entre elas existe um fluido viscoso (gás ou líquido). Este sistema está inicialmente em repouso, mas no instante $t = 0$ a placa superior é posta em movimento na direção positiva de x a uma velocidade constante V . A camada de fluido próxima à placa inferior permanece parada, enquanto que a camada próxima à placa superior move-se com a mesma velocidade desta placa. Desta forma ocorre uma variação no perfil de velocidade do fluido, como pode ser visto na Figura B.1.

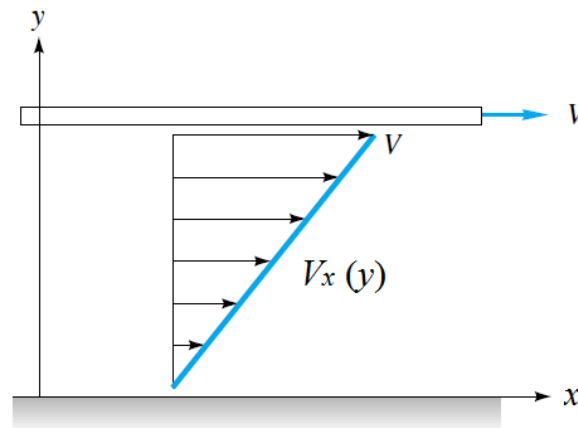


Figura B.1 – Escoamento de fluido sobre placas planas (WHITE, 2002).

Conforme o tempo passa, o fluido ganha momento até que se estabelece o perfil linear e permanente de velocidades conforme mostrado na Figura B.1, impondo que o escoamento seja laminar. Quando o estado final de movimento permanente for atingido, uma força constante F é necessária para manter o movimento da placa superior (BIRD *et al.*, 2004). Essa força deve ser proporcional à área, A , e à velocidade e inversamente proporcional à distância entre as placas, como mostra a Equação (B.1):

$$\frac{F}{A} = \tau_{yx} = \mu \left(-\frac{dV_x}{dy} \right) \quad (\text{B.1})$$

Na Equação (B.1), o tensor tensão de cisalhamento τ_{yx} corresponde à razão entre a força aplicada na direção do escoamento para deformar o corpo (direção x no exemplo), e a área da superfície exposta ao cisalhamento. Esta equação, que afirma que o tensor tensão τ_{yx} é proporcional ao negativo do gradiente de velocidade, é a lei de Newton da viscosidade. O

sinal negativo na Equação (B.1) indica que a tensão cisalhante é a medida de resistência do fluido ao movimento. A constante de proporcionalidade, μ , é uma propriedade inerente do fluido, sendo definida como a viscosidade. A viscosidade de um fluido que segue este modelo varia apenas com a temperatura e pressão, sendo que nos líquidos a viscosidade diminui com o aumento da temperatura enquanto nos gases ela se comporta de modo oposto. Fluidos que seguem a lei de viscosidade de Newton são classificados como fluidos Newtonianos. Líquidos poliméricos, suspensões, pastas, lamas e outros fluidos complexos não seguem esse modelo e são classificados como fluidos não-Newtonianos (BIRD *et al.*, 2004).

A relação $\frac{dV_x}{dy}$ é conhecida como gradiente de velocidade e o seu módulo é a taxa de deformação ($\dot{\gamma}$), que é um importante termo em reologia que define o cisalhamento. Pode-se definir a taxa de deformação como uma mudança na velocidade de escoamento em relação a uma distância ortogonal à direção do escoamento, como pode ser observado na Equação (B.2) (MACHADO, 2002):

$$\dot{\gamma} = \frac{dV_x}{dy} \quad (\text{B.2})$$

A forma mais geral da lei de Newton da viscosidade (que relaciona a tensão com a cinemática do escoamento) é apresentada na Equação (B.3):

$$\tau = -\mu \left(\nabla v + (\nabla v)^T \right) + \left(\frac{2}{3} \mu - \kappa \right) (\nabla \cdot v) \delta \quad (\text{B.3})$$

ANEXO C

C.1. Classificação dos Fluidos não-Newtonianos

Os fluidos não-Newtonianos podem ser agrupados em três classes gerais (CHHABRA e RICHARDSON, 2008):

- independentes do tempo;
- dependentes do tempo;
- visco-elásticos.

Os fluidos independentes do tempo são fluidos nos quais a viscosidade se mantém constante sem depender do tempo exposto a certa taxa de deformação. São os mais fáceis de estudar, podendo ser pseudoplásticos ou *shear-thinning* (sua viscosidade aparente diminui com o aumento da taxa de deformação), dilatantes ou *shear-thickening* (sua viscosidade aparente cresce com o aumento da taxa de deformação) e/ou viscoplásticos (possui uma tensão mínima de escoamento abaixo da qual não escoam ou exibem deformação acima de certo nível de tensão), conforme mostra a Figura C.1.

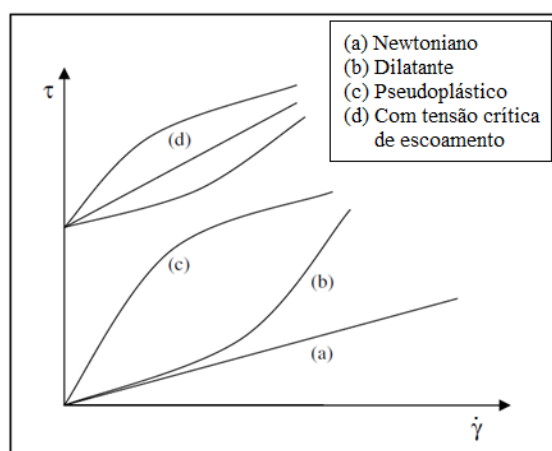


Figura C.1 – Reogramas para fluidos independentes do tempo (BRAGA, 2009).

Os fluidos dependentes do tempo são fluidos nos quais a viscosidade varia quando expostos durante um tempo a uma taxa de deformação constante, e se classificam em tixotrópicos (viscosidade aparente diminui com o tempo exposto a uma taxa de deformação constante) e reopéticos (viscosidade aparente aumenta com o tempo exposto a uma taxa de deformação constante), como mostra a Figura C.2. Os tixotrópicos adquirem um estado semi-rígido quando estão em repouso e voltam a adquirir um estado de fluidez quando estão novamente em movimento (PEREIRA, 2006).

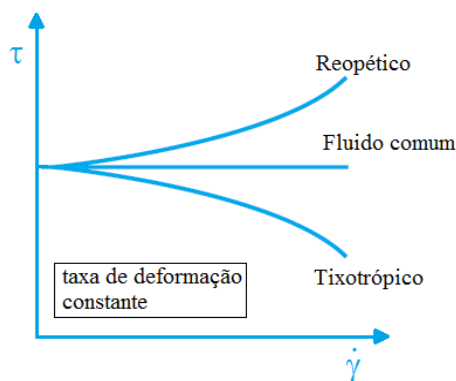


Figura C.2 – Reograma para fluidos dependentes do tempo (WHITE, 2002).

Os visco-elásticos são aqueles que apresentam uma componente viscosa e elástica simultaneamente. Possuem comportamento intermediário entre um fluido puramente viscoso, como a água, e um sólido elástico. Propriedades elásticas se referem a uma deformação reversível do fluido e propriedades viscosas se referem à deformação infinita da substância, são fluidos bem mais complexos de serem estudados (BRAGA, 2009).

Os fluidos podem ser classificados de uma forma geral como apresentado no fluxograma da Figura C.3.

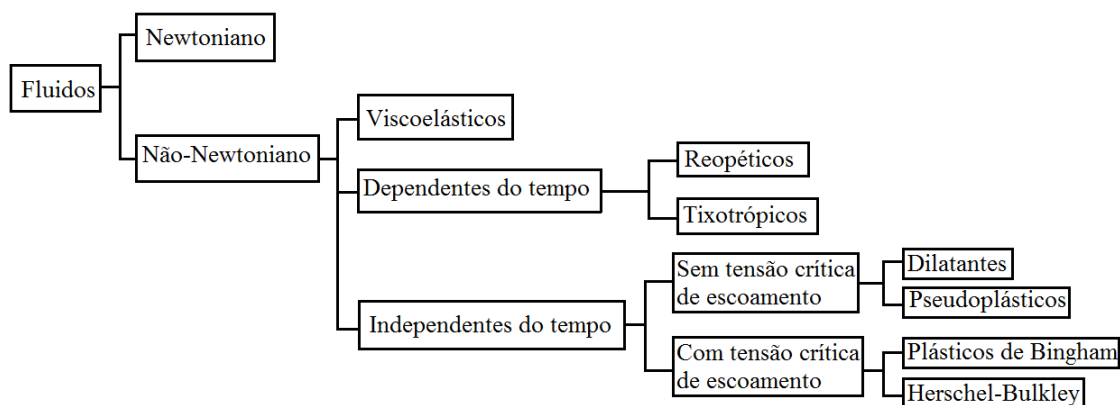


Figura C.3 – Classificação geral dos fluidos (ALMEIDA e SILVA, 2010).

ANEXO D

D.1. Definição dos Termos Comumente Utilizados em Reologia

Tabela D.1 – Lista de termos dos parâmetros reológicos (BARIOD, 2001).

Termo reológico	Símbolo	Unidade	Definição
Taxa de deformação (<i>Shear rate</i>)	$\dot{\gamma}$	s^{-1}	Mudança na velocidade do fluido dividida pelo comprimento do canal (<i>gap</i>) no qual o fluido está se movendo.
Tensão cisalhante (<i>Shear stress</i>)	τ	Pa	A força por unidade de área requerida para mover um fluido numa dada taxa de deformação.
Viscosidade absoluta ou dinâmica	μ	Pa.s	É dada pela tensão cisalhante dividida pela correspondente taxa de deformação ($\mu = \tau / \dot{\gamma}$). É uma propriedade do fluido Newtoniano, sendo independente da taxa de deformação ou da tensão de cisalhamento, dependendo somente do material e de sua temperatura e pressão.
Viscosidade aparente	η	Pa.s	É a viscosidade que o fluido teria se fosse Newtoniano naquela condição de fluxo ($\eta = \tau / \dot{\gamma}$). Esta viscosidade só é válida para uma determinada taxa de deformação, isto é, sempre que for citada, esta propriedade deve vir acompanhada da taxa de deformação correspondente.
Tensão limite de escoamento (<i>Yield point</i> ou <i>Yield stress</i>)	τ_0	Pa	É a força requerida para iniciar o fluxo de um fluido viscoplástico, ou seja, para valores de tensão menores que este o fluido se comporta como um sólido rígido. É o valor calculado da tensão cisalhante do fluido quando o reograma é extrapolado para o eixo y em $\dot{\gamma} = 0$. Usualmente associado com os modelos de Bingham e Herschel-Bulkley.

continua

continuação

Viscosidade plástica	μ_p	Pa.s	É a contribuição para a viscosidade do fluido sob certas condições fluidodinâmicas. Geralmente a viscosidade plástica é relacionada ao tamanho, formato e número de partículas num fluxo.
Índice de comportamento ou índice de fluxo	n	–	É a relação numérica entre a tensão cisalhante de um fluido e a taxa de deformação num diagrama log-log. Este valor descreve o grau de afastamento do comportamento newtoniano.
Índice de consistência	k	Pa.s ⁿ	A viscosidade de um fluido em escoamento é idêntica ao conceito de viscosidade plástica. Note que o efeito viscoso atribuído à tensão de escoamento do fluido não faz parte do índice de consistência, este parâmetro indica o grau de resistência do fluido diante do escoamento somente.

ANEXO E

E.1. Métodos Numéricos

Ao contrário dos métodos analíticos, que fornecem uma solução exata e fechada para as equações diferenciais de interesse e para um número infinito de pontos; os métodos numéricos resolvem essas derivadas para um número finito de pontos, que compõem a malha, substituindo-as por expressões algébricas e aplicando-as para cada elemento de volume. A forma de aplicação do método numérico é o que caracteriza o método de discretização. Neste contexto a solução para uma determinada variável de interesse, é conhecida apenas em alguns pontos do domínio (nós), devido à transformação das equações diferenciais em equações algébricas pela técnica de discretização, os quais se destacam para este tipo de resolução: Método das Diferenças Finitas (MDF), Método dos Elementos Finitos (MEF), e o Método dos Volumes Finitos (MVF).

O método das Diferenças Finitas (MDF) utiliza as equações diferenciais parciais na forma numérica, em função dos pontos da malha. São obtidas equações algébricas, escritas para cada ponto da região em que se deseja calcular a solução de problema. Os valores das variáveis são calculados somente em nós específicos da malha, inexistindo qualquer descrição de comportamento entre um nó e outro. Pode-se pensar nas aproximações de diferenças finitas como o inverso do processo de determinação do limite. As aproximações de diferenças finitas podem ser obtidas de várias formas, como por expansão em série de Taylor e interpolação polinomial (FORTUNA, 2000). A interpolação é utilizada para se obter valores das variáveis em outros locais que não sejam nos nós da malha. É geralmente empregado para malhas estruturadas.

O método dos Elementos Finitos (MEF) se baseia na divisão do domínio em um conjunto de volumes discretos, ou elementos finitos, geralmente não-estruturados. A característica marcante desse método é a multiplicação das equações por uma função-peso antes de serem integradas em todo o domínio, onde a solução é aproximada por uma função linear dentro de cada elemento, garantindo a continuidade da solução através das condições de contornos em cada elemento (FERZIGER e PERIC, 1996).

O MDF sempre foi empregado pelos analistas da área de escoamento de fluidos, enquanto o MEF era utilizado na área estrutural, para a solução de problemas de elasticidade. Os problemas, do ponto de vista físico, são completamente diferentes. Os de escoamento são altamente não-lineares (equações de Navier-Stokes), enquanto os da

elasticidade não possuem os termos convectivos, não-lineares, assemelhando-se a problemas puramente difusivos de transferência de calor.

O MDF pode ser aplicado a qualquer tipo de malha, sendo usualmente aplicados a malhas estruturadas, pois são mais simples e eficientes. Por outro lado, o MEF tem a vantagem de usar malhas não-estruturadas, o que permite a resolução de problemas em geometrias mais complexas. Portanto, até o início da década de 70, o que se tinha era um método com grande experiência na área de fluidos, mas sem habilidades para tratar geometrias complexas (o MDF), e um método hábil no tratamento da geometria, mas sem ferramentas pra tratar os termos convectivos presentes nas equações do movimento (o MEF).

No Método dos Volumes Finitos a solução resultante possibilita a conservação integral de quantidades de massa, momento e energia, satisfeitas sobre qualquer grupo de volumes de controle e, sobretudo, no domínio inteiro (PATANKAR, 1980). Pela técnica de Volumes Finitos, a região de interesse é dividida em inúmeras sub-regiões chamadas volumes de controle, cada qual recebendo em sua posição central, um ponto de interesse da malha. Um conjunto de equações algébricas é obtido com a integração das equações de transporte em cada volume de controle, mediante aproximações apropriadas. Assim a este conjunto de equações algébricas, acabam sendo incorporadas informações resultantes de outros volumes de controle adjacentes àquele sob análise, devido aos termos convectivos e difusivos inerentes às equações de transporte (MALISKA, 1995). Logo os termos convectivos e difusivos destas equações algébricas devem ser compartilhados entre os volumes de controle adjacentes mediante técnicas de interpolação (VIEIRA, 2006).

O método de volumes finitos é por vezes confundido com o método das diferenças finitas, apesar de terem formulações bem diferentes, pois, em vários casos, as equações discretizadas obtidas por ambos os métodos são iguais. Enquanto o método de diferenças finitas tem uma dedução puramente matemática, a partir das aproximações de derivadas usando séries de Taylor, a formulação do método de volumes finitos tem base física, a partir da integração das equações diferenciais parciais em uma região, ou volume, do espaço (PINTO e LAGE, 2001). A sua desvantagem em relação ao método das diferenças finitas é que para sistemas com escoamento tridimensional são necessários os usos de interpolação e integração, ao passo que no método de diferenças finitas é necessário somente interpolação.

A aplicação da técnica de volumes finitos permite escrever equações de diferenças finitas que exprimem diretamente as equações desejadas. As equações diferenciais parciais (EDPs) são integradas diretamente sobre a malha, o que facilita a obtenção das equações de diferenças finitas e sua posterior solução numérica. A interpretação física das equações

resultantes da aplicação do método de volumes finitos, bem como a possibilidade de aplicá-lo diretamente sobre as malhas com espaçamentos não-uniformes, em problemas com duas ou três dimensões, são duas das razões que explicam sua popularidade. Esse método pode ser aplicado a qualquer tipo de malha e para geometrias complexas. Praticamente todos os grandes pacotes de CFD hoje disponíveis no mercado para a solução de problemas de escoamento de fluidos com transferência de calor empregam o MVF (MALISKA, 1995). Estes códigos possuem diferentes esquemas de interpolação e métodos de discretização que podem ser adotados conforme exigência de estabilidade ou outros critérios que o usuário julgue apropriados.

O *software* FLUENT[®] disponibiliza os seguintes esquemas de interpolação: DIFERENÇAS CENTRAIS (FLUENT INC., 2011), *UPWIND* de primeira e segunda ordem (BARTH e JESPERSEN, 1989), *POWER LAW* (PATANKAR, 1980) e *QUICK* (LEONARD e MOKHTARI, 1990).

A solução segregada das equações de conservação da quantidade de movimento e de massa, para problemas incompressíveis, gera o problema do acoplamento pressão-velocidade. Para o acoplamento da pressão com a velocidade, o *software* FLUENT[®] disponibiliza as rotinas *SIMPLE*, *SIMPLEC* e *PISO*, descritos a seguir:

-*SIMPLE* (*Semi-Implicit Method for Pressure-Linked Equations*): é um dos algoritmos mais empregados no acoplamento pressão-velocidade (PATANKAR e SPALDING, 1972). O acoplamento é efetuado através de uma relação que permite corrigir a pressão a cada nova iteração de velocidade.

-*SIMPLEC* (*SIMPLE-Consistent*): diferencia-se do anterior apenas na expressão responsável pela correção da pressão (VANDOORMAAL e RAITHBY, 1984).

-*PISO* (*Pressure-Implicit with Splitting of Operators*): pode ser utilizado para satisfazer de maneira mais adequada os balanços de momento após as correções de pressão (FERZIGER e PERIC, 1996).

Por fim, o FLUENT[®] disponibiliza vários esquemas de interpolação para a pressão (FLUENT INC., 2011; VIEIRA, 2006):

-Esquema de Interpolação Padrão: os valores de pressão nas faces dos volumes de controle são interpolados através dos coeficientes da equação do movimento, sendo indicado nos casos onde a variação de pressão entre os centros das células computacionais não é tão brusca.

-Esquema Linear de Interpolação: a pressão é calculada na face como a média dos valores entre as células fronteiriças.

-Esquema de Interpolação de Segunda Ordem: pode ser usado desde que não haja escoamentos com gradientes de pressão descontínuos (devido à presença de meio porosos) ou uso de modelos multifásicos (VOF e de Mistura).

-Esquema de Forças de Campo Equilibradas: calcula-se a pressão na fase, assumindo que o gradiente normal da diferença entre a pressão e as forças de campo, seja constante.

Ainda há possibilidade de se aplicar à interpolação da pressão, o esquema *PRESTO!* (*PREssure STaggering Option*), cujos maiores detalhes são discutidos por PATANKAR (1980).

APÊNDICE A

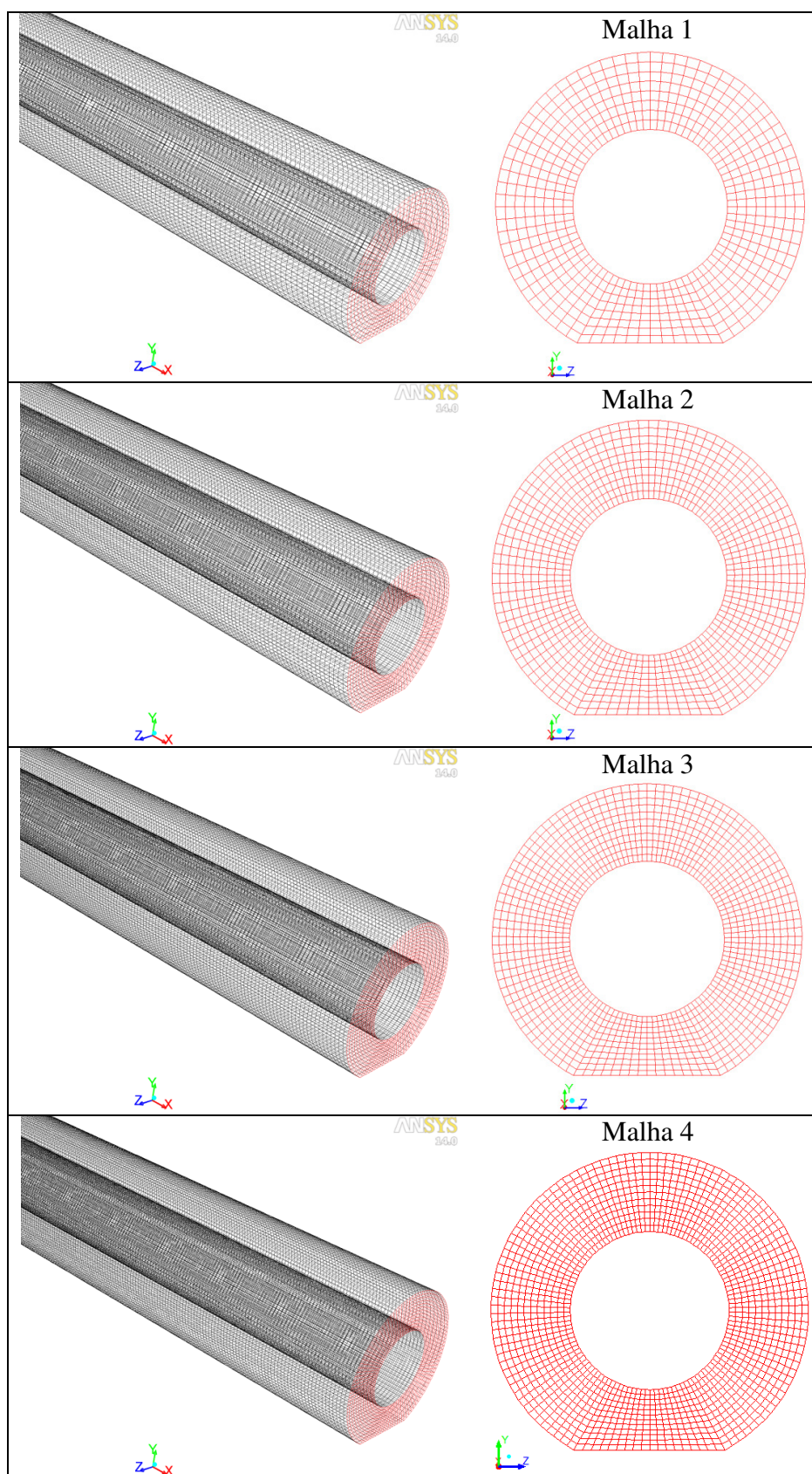


Figura AA.1 – Malhas para o anular concêntrico com 6 mm de obstrução.

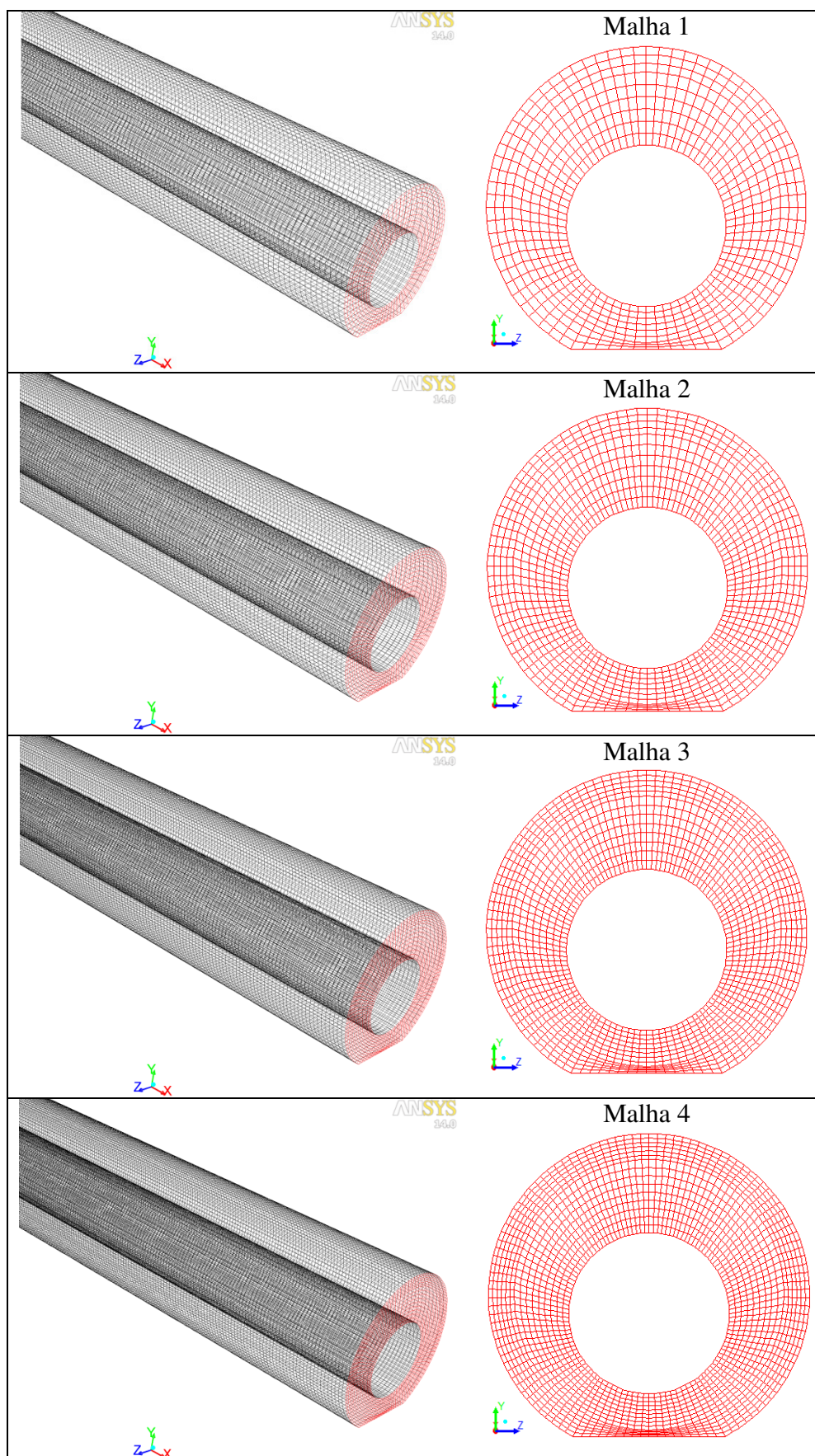


Figura AA.2 – Malhas para o anular excêntrico ($E=0,23$) com 6 mm de obstrução.

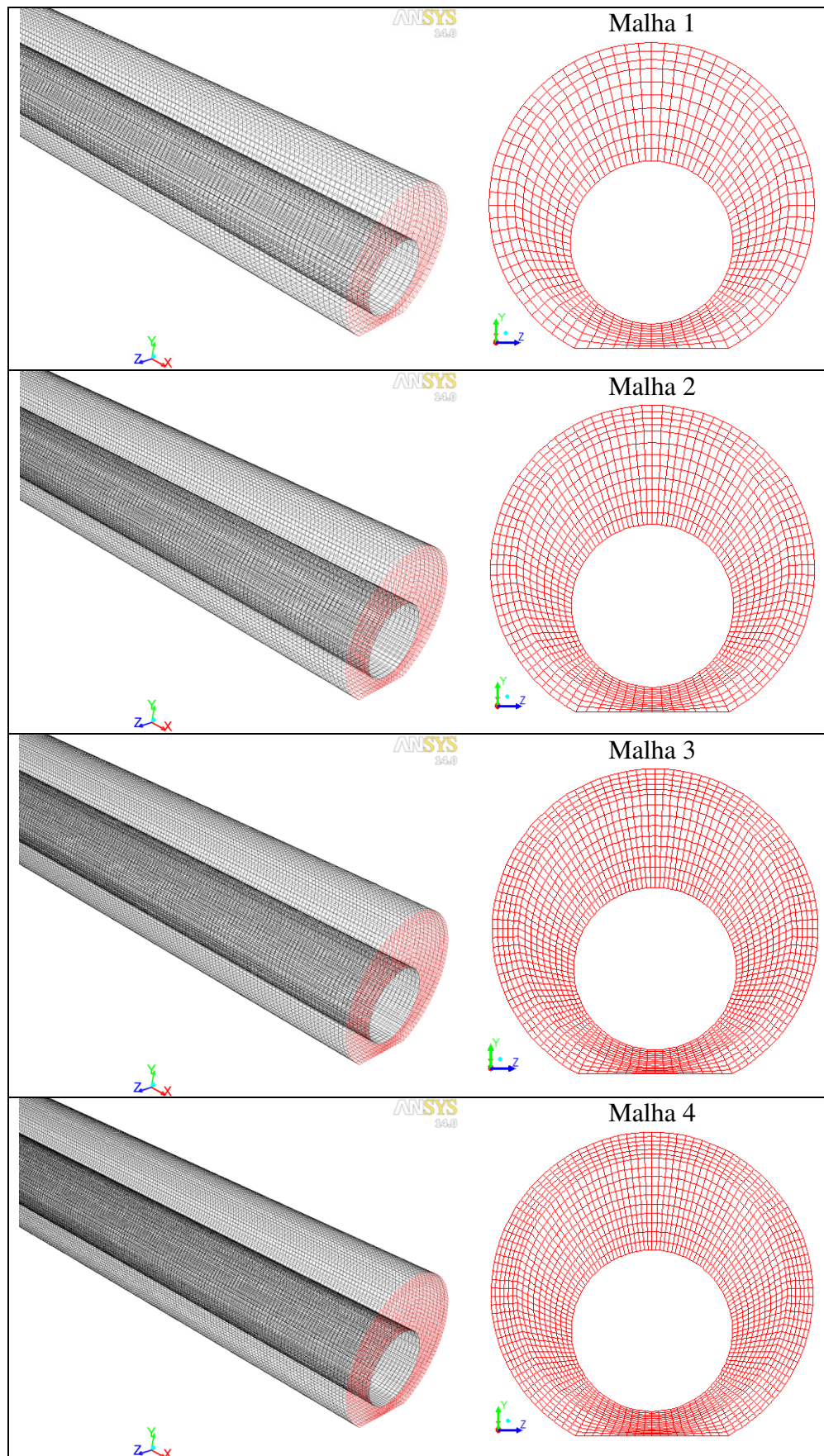


Figura AA.3 – Malhas para o anular excêntrico ($E=0,46$) com 6 mm de obstrução.

APÊNDICE B

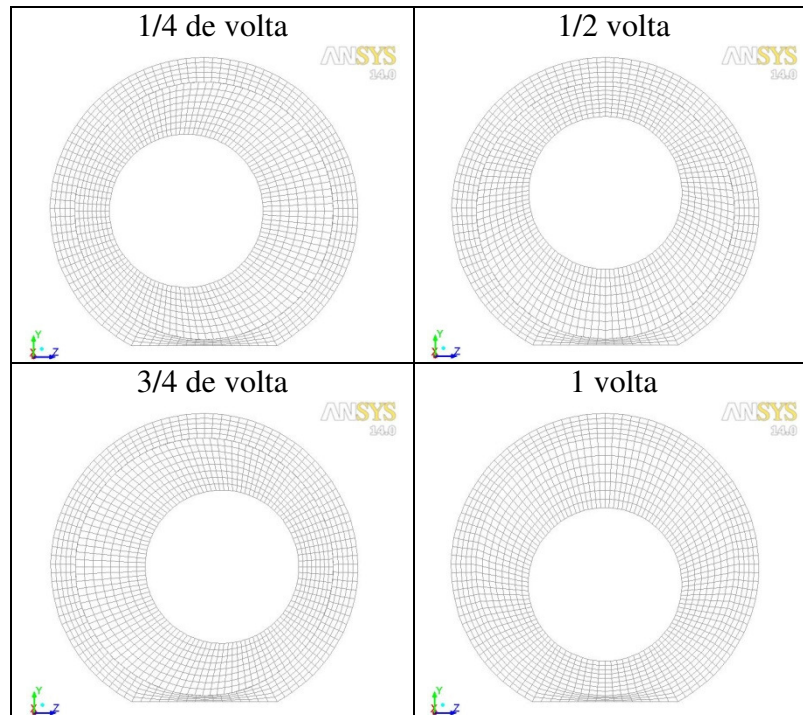


Figura AB.1 – Ilustração da movimentação excêntrica do cilindro interno no anular: $E=0,23$ e 6 mm de obstrução.

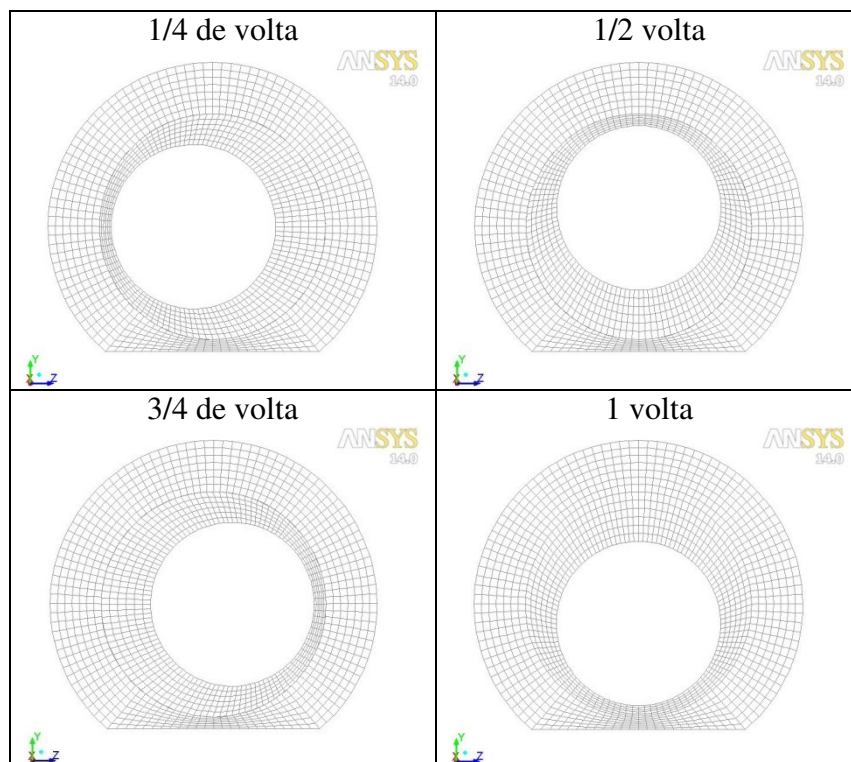


Figura AB.2 – Ilustração da movimentação excêntrica do cilindro interno no anular: $E=0,23$ e 12 mm de obstrução.

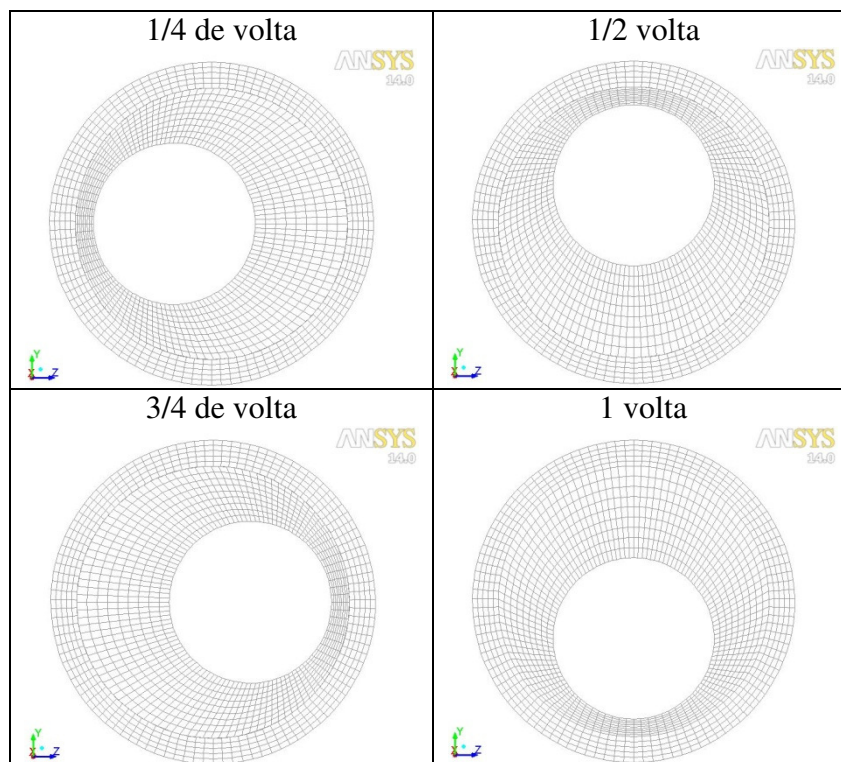


Figura AB.3 – Ilustração da movimentação excêntrica do cilindro interno no anular: $E=0,46$ e 0 mm de obstrução.

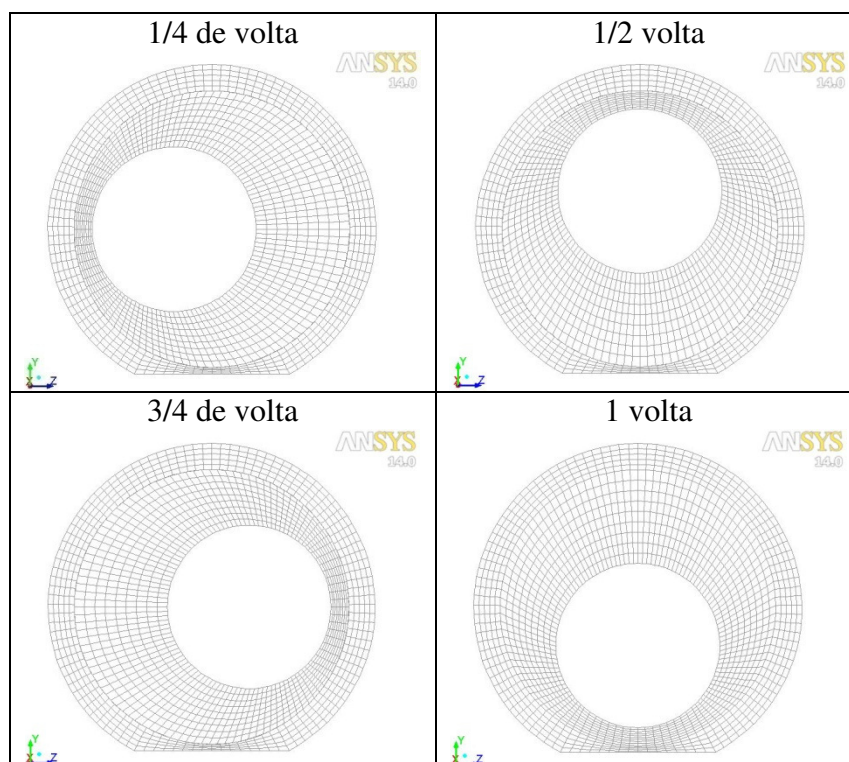


Figura AB.4 – Ilustração da movimentação excêntrica do cilindro interno no anular: $E=0,46$ e 6 mm de obstrução.

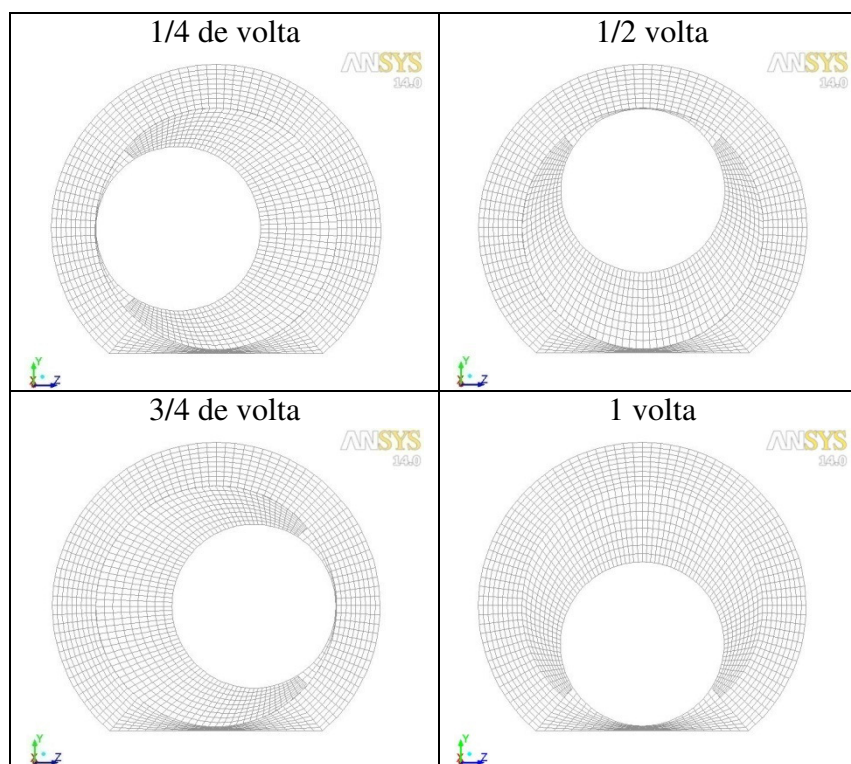


Figura AB.5 – Ilustração da movimentação excêntrica do cilindro interno no anular: $E=0,46$ e 12 mm de obstrução.

APÊNDICE C

A simulação numérica com anulares de 2,445 m permitiu observar o efeito do comprimento de entrada sobre o escoamento. Lembrando que o comprimento de entrada pode ser definido como a distância necessária para que o escoamento alcance a condição de regime completamente desenvolvido, pode-se notar na Figura AC.1 que o comprimento de entrada se mostrou mais pronunciado no caso dos anulares excêntricos.

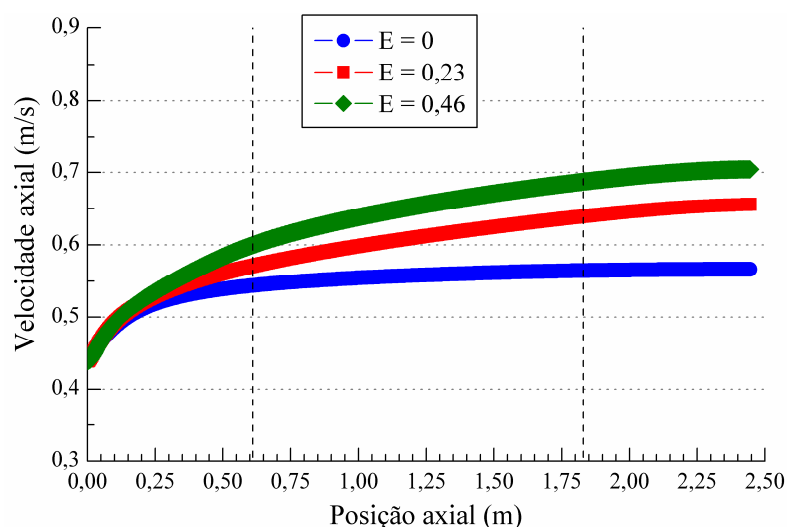


Figura AC.1 – Evolução do perfil de velocidade axial para os anulares.

A Figura AC.1 corresponde a posição central da região de maior folga do anular. As linhas pontilhadas indicam as posições de 0,61 m e 1,83 m, que foram apontadas como posições apartir das quais os perfis de velocidade axial já se encontravam plenamente desenvolvidos. Uma melhor visualização do comprimento de entrada para cada um dos anulares é mostrada nas Figuras AC.2, AC.3 e AC.4 a seguir.

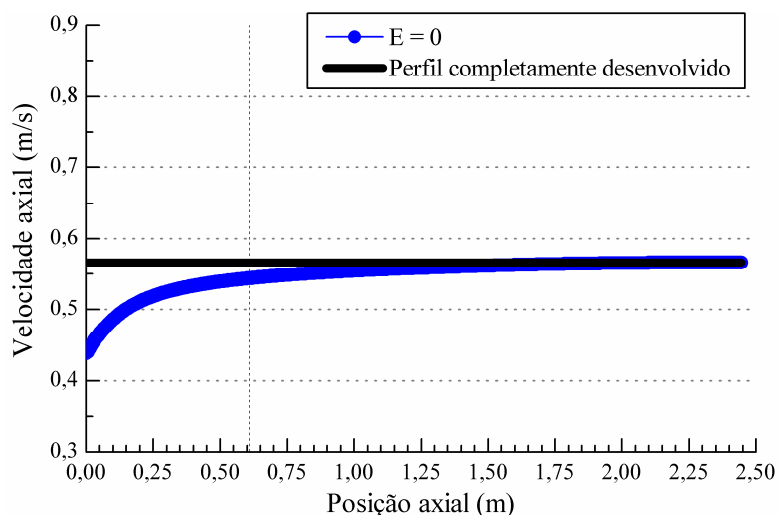


Figura AC.2 – Comprimento de entrada do anular concêntrico.

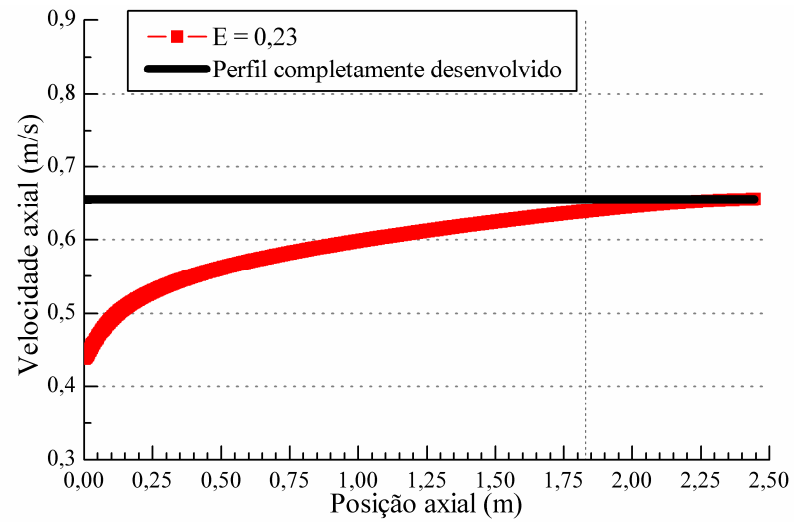


Figura AC.3 – Comprimento de entrada do anular de excentricidade 0,23.

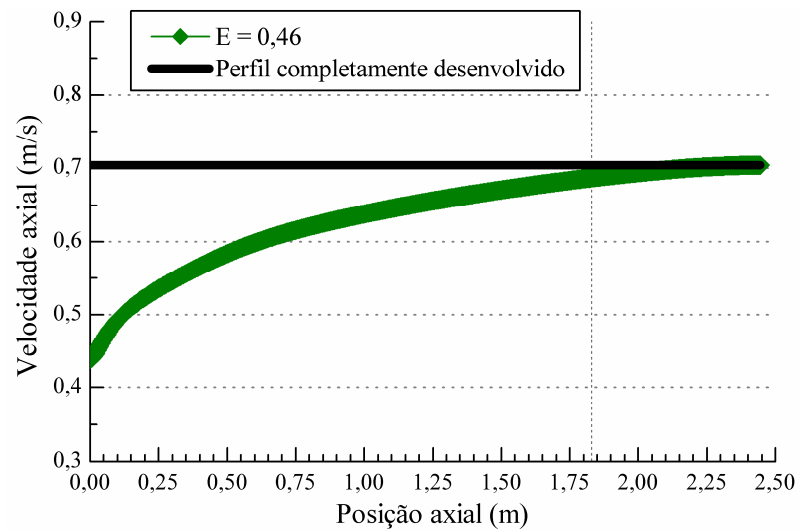


Figura AC.4 – Comprimento de entrada do anular de excentricidade 0,46.

APÊNDICE D

Contornos ou perfis de velocidade axial plotados na seção anular correspondente ao meio do tubo a cada $\frac{1}{4}$ de volta. **Caso: $E=0,23-6$ mm- $0,5\%$ GX-9 m³/h-400 rpm**

Contornos simulados de velocidade axial: $E=0,23-6$ mm- $0,5\%$ GX-9 m³/h-400 rpm

