

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO ESPÍRITO SANTO
CENTRO UNIVERSITÁRIO NORTE DO ESPÍRITO SANTO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIAS E TECNOLOGIA
ENGENHARIA DE PETRÓLEO**

ISABELA SILVA MANTEGAZINI

**SIMULAÇÃO E ANÁLISE DA TÉCNICA DE FURAÇÃO DIVERSIVA
APLICADA A POÇOS HORIZONTAIS INJETORES**

SÃO MATEUS

2018/2

ISABELA SILVA MANTEGAZINI

SIMULAÇÃO E ANÁLISE DA TÉCNICA DE FURAÇÃO DIVERSIVA APLICADA A POÇOS HORIZONTAIS INJETORES

Estudo apresentado ao Curso de Engenharia de Petróleo da Universidade Federal do Espírito Santo, como requisito parcial para aprovação na disciplina Projeto de Graduação 1 e para desenvolvimento na disciplina Projeto de Graduação 2.

Orientadores: Prof. Dr. Oldrich Joel Romero e Profa. Ma. Lorena Andrade dos Santos.

SÃO MATEUS

2018/2

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	3
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	5
2.1 POÇOS HORIZONTAIS.....	5
2.2 MODELOS DE CONDUTIVIDADE PARA POÇOS HORIZONTAIS.....	8
2.3 OTIMIZAÇÃO DA COMPLETAÇÃO DE POÇOS HORIZONTAIS	11
2.3.1 Furação diversiva	12
2.4 PERFIL DE FLUXO EM POÇOS HORIZONTAIS INJETORES	14
2.5 PERDA DE INJETIVIDADE EM POÇOS HORIZONTAIS.....	15
3 METODOLOGIA PROPOSTA	16
3.1 DEFINIÇÃO DO PROBLEMA	16
3.1.1 Cenários considerados	18
3.2 MODELAGEM MATEMÁTICA	19
3.2.1 Condições de contorno	22
3.3 ABORDAGEM NUMÉRICA.....	22
3.4 RESULTADOS PRELIMINARES	26
4 CONCLUSÕES PRELIMINARES	35
5 CRONOGRAMA	36
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	37

1 INTRODUÇÃO

O cenário atual da matriz energética mundial evidencia o crescimento da utilização de fontes renováveis de energia. No entanto, o petróleo é o protagonista, como demonstra o boletim da British Petroleum (2018), uma vez que sua versatilidade e sua eficiência são insuperáveis. Além de constituir uma fonte de energia, os derivados do petróleo são utilizados em todo tipo de indústria, como matéria-prima ou como outro insumo de produção.

As empresas do setor petrolífero encaram grandes desafios no que diz respeito à finitude do petróleo como recurso: ele demora milhões de anos para ser formado sob condições bem específicas e é consumido em poucos anos. Ainda, devido à depleção, que pode ser traduzida como a diminuição da pressão do reservatório durante sua vida produtiva, e devido ao trapeamento do óleo no interior da rocha porosa, nem todo o petróleo descoberto é recuperável de forma natural.

Os métodos de recuperação convencional e especial surgiram com o intuito de aumentar a produção, através de mecanismos que visam, basicamente, suplementar a pressão e melhorar o deslocamento do petróleo, prolongando a vida produtiva do reservatório. Dentre eles, o mais básico é a injeção de fluidos, realizada por meio de poços injetores verticais ou horizontais. Joshi (1991) explica que os poços horizontais permitem que os fluidos injetados atinjam maior contato com o interior do reservatório, em comparação aos poços verticais.

A injeção de fluidos também é utilizada em operações de acidificação realizadas como técnica de estimulação do reservatório na região ao redor do poço, cujo objetivo é remover o dano e melhorar a permeabilidade das regiões vizinhas ao poço. Neste caso, os poços horizontais permitem a estimulação de uma área maior do reservatório. Consequentemente, a acidificação se mostra mais eficiente. As rochas carbonáticas são os principais alvos da injeção de ácido, principalmente aqueles nos quais a baixa permeabilidade inviabiliza economicamente a produção.

A eficiência da aplicação da injeção como método de recuperação ou de estimulação também pode ser influenciada por outros fatores, além do tipo de poço utilizado. Por exemplo, em poços horizontais, nos quais a completação geralmente utiliza a furação convencional, com os furos distribuídos de maneira igualitária ao longo do *liner*, a diferença entre a pressão no interior do poço e a pressão do

reservatório resulta em um perfil não-uniforme de fluxo durante a injeção. Isso diminui o índice de injetividade, causando efeito negativo no fator de recuperação final e na estimulação.

Para contornar o problema, a furação diversiva constitui uma técnica capaz de promover a uniformização do perfil de fluxo de injeção, através da distribuição diferenciada de furos na extensão do *liner*. O intuito da técnica é diminuir a perda de carga na região do dedão (ou extremidade final) do poço, onde a concentração de furos é maior, em comparação à região do calcanhar (interface de transição do trecho vertical para o horizontal) do poço. Cabe ressaltar que, segundo Fernandes, Silva e Bedrikovetsky (2006) e Petrobras (2014) a furação diversiva é utilizada com sucesso na uniformização do perfil de fluxo de poços produtores e injetores instalados em campos brasileiros.

O estudo iniciado neste Projeto de Graduação 1 possui como objetivo simular numericamente a aplicação da técnica de furação diversiva a poços injetores horizontais e realizar uma análise de sensibilidade sobre os parâmetros que interferem no escoamento e, portanto, através da perda de carga, na uniformização de fluxo dos poços horizontais para o reservatório.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 POÇOS HORIZONTAIS

Por definição, poços horizontais são aqueles perfurados paralelamente ao plano de estratificação normal do reservatório. O processo de perfuração é iniciado verticalmente, seguindo até a região de desvio, denominada *kick off point* (KOP), identificada na Figura 1. O poço, então, começa a ser desviado para atingir a direção de 90°, a partir de onde o mesmo passa a adquirir uma disposição horizontal.

Santos (2014) observou que a geometria típica deste tipo de poço, apresentada na Figura 1, é usualmente comparada à de um pé: a região mais próxima ao KOP configura um calcanhar (ou *heel*, em inglês) e a extremidade do poço configura um dedão (ou *toe*, em inglês).

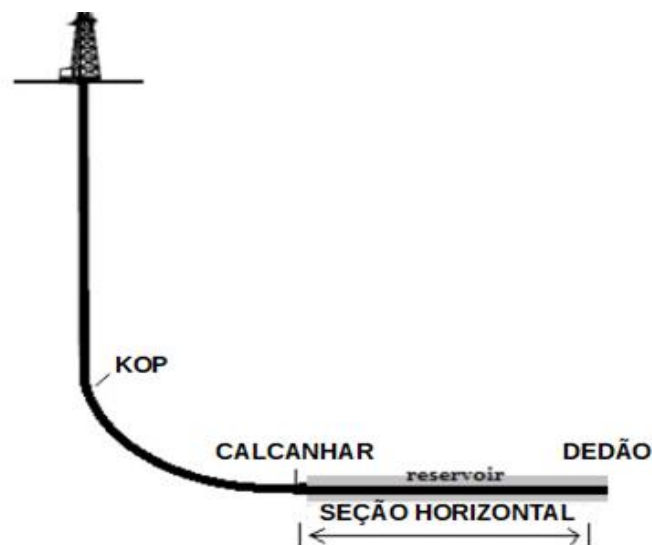


Figura 1 - Geometria de um poço horizontal. Fonte: adaptação de Art of Directional Drilling (2015).

A seção horizontal do poço se comunica com o reservatório por meio da completação. Segundo Vale (2010), a completação pode ser basicamente dividida em poço aberto, *liner* rasgado e revestimento canhoneado. Rocha et al. (2008) registrou três categorias de completação adicionais. O autor considerou como categorias combinações dos outros tipos de completação para atender a demandas específicas, tais como selecionar zonas de interesse no reservatório para produção ou estimulação e evitar áreas com zona de gás, como demonstra a Figura 2.

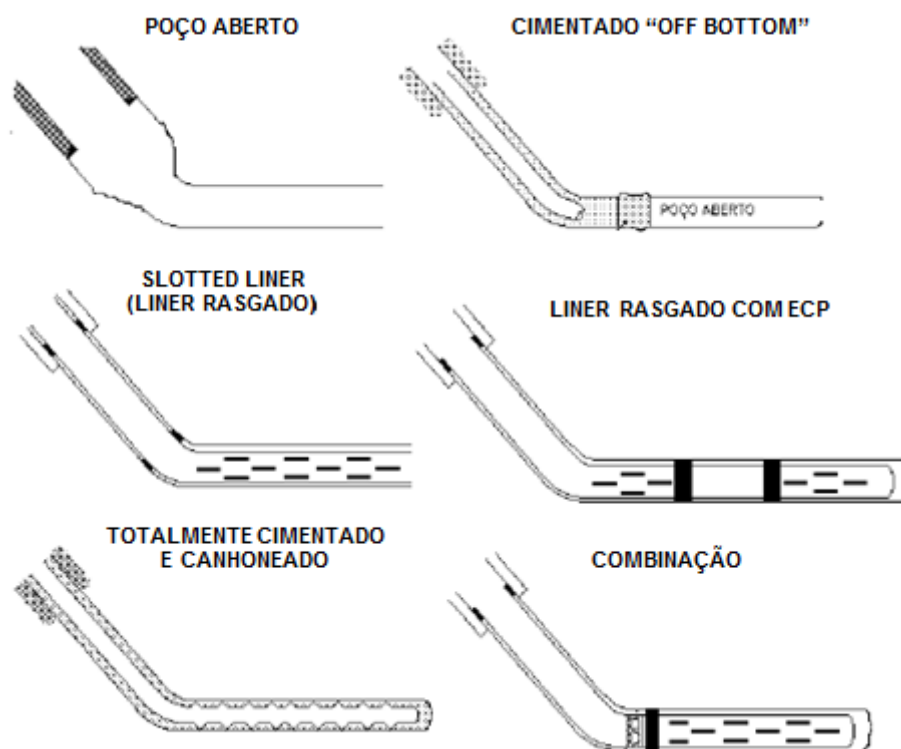


Figura 2 - Tipos de completação típicos para poços horizontais, dos quais apenas o poço aberto e o *liner* rasgado não são recomendados para poços injetores. Fonte: adaptação de Rocha et al. (2008).

Guilhermino (2013) descreveu a completação a poço aberto como um método a ser utilizado apenas em reservatórios com formações consolidadas. Além disso, o fato de o poço possuir livre contato com a formação dificulta o controle de operações de estimulação e de produção ou de injeção. A categoria do *liner* rasgado também não é geralmente empregado em reservatórios com formações inconsolidadas, mas pode ser utilizado com um sistema de controle de areia, como o *gravel pack*, para evitar o entupimento. O *liner* cimentado e canhoneado, por sua vez, supre as necessidades do poço aberto em relação ao controle de operações e permite a seletividade de zonas para a realização das mesmas.

Fonseca (2007) e Rocha et al. (2008), na época, relataram o recente surgimento da completação por telas expansíveis, instaladas por conformação ao último revestimento do poço, que também são opções para o controle de areia. De acordo com França (2010), esta tecnologia confere maior estabilidade ao poço e maior área aberta ao fluxo, além de eliminar o fluxo na região anular e permitir isolamento parcial das zonas de interesse. Massa (2012) destaca a possibilidade da construção de poços com maior diâmetro e a redução da perda de carga no trecho horizontal como outras vantagens práticas.

A utilização de poços horizontais constitui uma prática relativamente recente, em comparação ao início das atividades de perfuração. Conforme Brito (2008), o método se desenvolveu de forma relevante e em meados dos anos 1970, após muitas tentativas experimentais. Desde então, diversas vantagens decorrentes da aplicação de poços horizontais, tanto como produtores quanto como injetores, foram observadas.

Joshi (1991) afirmou que a disposição horizontal melhora a eficiência dos poços produtores e injetores, através do aumento da área de contato dos mesmos com o reservatório, sendo este o maior propósito da utilização dos poços horizontais. A Figura 3 compara a área de contato fornecida por um poço vertical (L_{ver}) e um poço horizontal (L_{hor}).

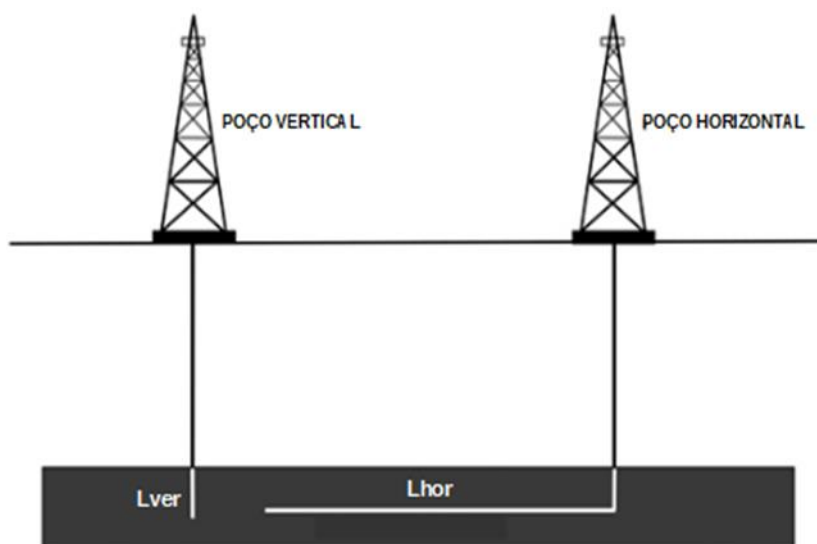


Figura 3 - Comparação entre a área de contato de um poço vertical e a área de contato de um poço horizontal. Fonte: adaptação de No Fracking Way (2013).

Os poços horizontais, além de aumentarem o contato com o reservatório, também apresentam menor possibilidade de formação de cones de água ou de gás, interceptam fraturas verticais naturais e viabilizam a exploração de campos localizados em regiões que apresentam condições adversas.

Inglis (1987) explicou que os poços horizontais também podem ser utilizados em esquemas de recuperação avançada, citando como exemplo a aplicação de uma variação do método *Steam Assisted Gravity Drainage* (SAGD) no Canadá. Existe também a possibilidade de aplicação em locais onde a utilização de poços verticais seria economicamente inviável. Neste caso, um único poço horizontal substituiria um

determinado número de poços verticais, analisando-se os custos e o retorno, ou seja, de acordo com a viabilidade.

As vantagens observadas fizeram com que a utilização dos poços horizontais aumentasse nas últimas décadas. Consequentemente, as pesquisas voltadas para o método tornaram-se cada vez mais necessárias. Tais pesquisas buscaram e buscam, entre outros objetivos, estudar o desempenho dos poços e definir tecnologias que possam torná-los ainda mais eficientes e viáveis economicamente, uma vez que as operações relacionadas à sua instalação são um tanto dispendiosas.

2.2 MODELOS DE CONDUTIVIDADE PARA POÇOS HORIZONTAIS

A perda de carga no interior da seção horizontal é um fator que influencia diretamente no perfil de fluxo através das furações do *liner* e, assim, no desempenho dos poços. No entanto, a depender de alguns fatores, os efeitos da perda de carga em poços horizontais podem ser tanto desprezados como considerados nos estudos, caracterizando as condições que constituem os modelos de condutividade infinita e o de condutividade finita, respectivamente.

As Figuras 4a e 4b demonstram uma comparação entre os perfis de diferencial de pressão $\Delta P_{prod} = P_{res} - P_{tub}(x)$, sendo $P_{res} > P_{tub}(x)$, entre o reservatório P_{res} e o poço horizontal $P_{tub}(x)$ e os perfis de fluxo ao longo do *liner*, respectivamente, para ambas as abordagens. O ΔP_{prod} para a condutividade infinita é constante em toda a extensão do duto, enquanto que, para a condutividade infinita, o ΔP_{prod} é maior perto do calcanhar e cada vez menor na extremidade final do poço. Além disso, este comportamento que se acentua com o aumento da vazão produzida.

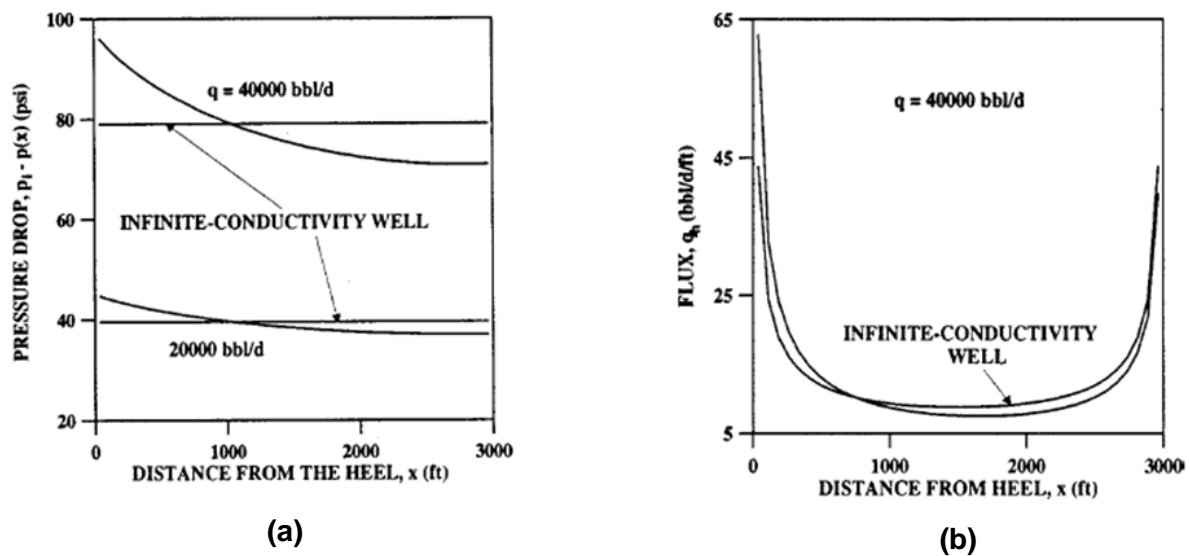


Figura 4 - Comparação entre a) os perfis de diferencial de pressão entre o reservatório e o poço horizontal (ΔP_{prod}) e b) os perfis de fluxo ao longo do *liner* para os modelos de condutividade finita e infinita. Fonte: Ozkan, Sarica e Haci (1999).

Os autores citados mais à frente estudaram a ocorrência do fenômeno em questão nos poços horizontais produtores. Cabe ressaltar que Fernandes, Silva e Bedrikovetsky (2006) observaram que a diferença entre os poços produtores e os poços injetores consiste no fato de que o escoamento ocorre em sentidos contrários, tanto no poço quanto no reservatório, o que faz com que a distribuição seja idêntica para ambos os casos, no que diz respeito ao fluxo através dos furos.

Para Penmatcha, Arbabi e Aziz (1999), o modelo de condutividade infinita pode ser assumido apenas em casos mais simples, nos quais a perda de carga no trecho horizontal do poço é muito pequena, em comparação à queda de pressão no reservatório. Deste modo, a perda de carga não afeta de forma relevante a condutividade dos poços.

Penmatcha, Arbabi e Aziz (1999) e Ozkan, Sarica e Haci (1999) ainda concluíram que a maioria dos trabalhos disponíveis na época assumia analiticamente a condição de condutividade infinita, ou seja, consideravam o perfil de fluxo uniforme ao longo do poço horizontal. Ao mesmo tempo, os autores propuseram, em seus trabalhos, modelos semianalíticos para determinar o efeito da perda de carga sobre a produtividade, uma vez que o modelo de condutividade infinita não representa a maior parte da realidade observada nos campos.

Rosa (2017) ressalta que a adoção equivocada do modelo de condutividade pode levar a consequências diretas como a menor confiabilidade no tocante à

previsão da produtividade dos poços e ao tempo de irrupção de água ou de gás no poço e a discrepância entre os resultados da simulação e a realidade.

O fluxo não-uniforme, caracterizado pelo modelo de condutividade finita, é identificado, na prática, a partir da observação de que a vazão no calcanhar é maior que a vazão no dedão dos poços horizontais produtores, diminuindo ao longo do poço, como evidencia a Figura 5. Tal fato se deve principalmente à perda de carga por atrito decorrente do escoamento de fluido, a qual torna relativamente maior a diferença de pressão entre o reservatório e o poço no calcanhar, em comparação ao dedão.

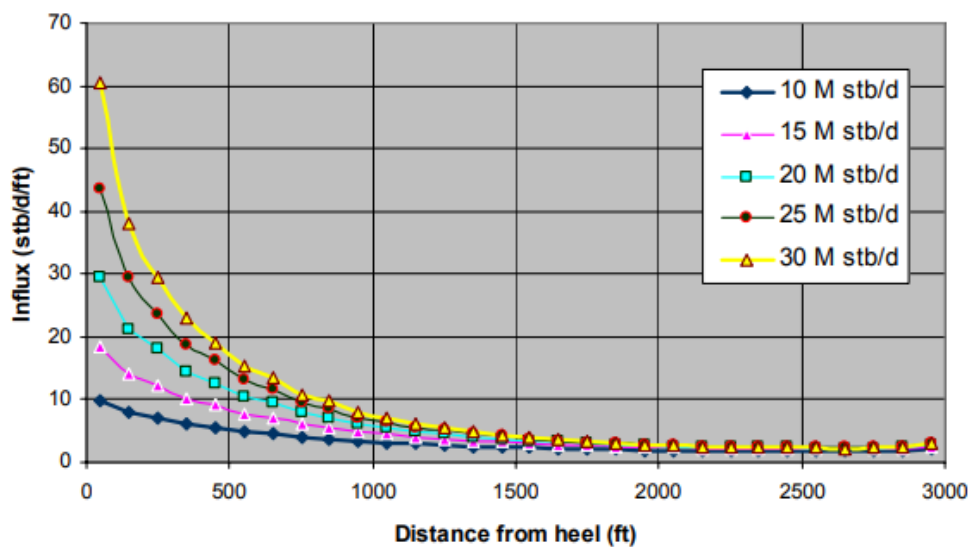


Figura 5 - Perfis de distribuição da vazão ao longo de um poço horizontal produtor de 3000 ft de comprimento. Fonte: Vicente, Sarica e Ertekin (2003, p. 6).

Vicente, Sarica e Ertekin (2003) também estudaram a influência que diversos parâmetros exercem sobre a perda de carga, ressaltando que seus efeitos sobre o comportamento do fluxo no poço e sobre a produtividade não devem ser negligenciados, mas levados em conta no *design* da completação. Segundo os autores, o modelo de condutividade infinita superestima a produtividade em poços longos ou de pequenos diâmetros, com fluidos de altas viscosidades ou a altas vazões, entre outros parâmetros.

No entanto, Landman e Goldthorpe (1991) registraram que Dikken (1990) foi o pioneiro em considerar o modelo de condutividade finita em seus estudos, apresentando um modelo semianalítico para o cálculo da produtividade de um poço horizontal cuja perda de carga resulta de fluxo turbulento. Desde então, a perda de carga por atrito passou a ser melhor considerada pelos pesquisadores.

2.3 OTIMIZAÇÃO DA COMPLETAÇÃO DE POÇOS HORIZONTAIS

Basicamente, os autores citados até aqui visaram definir a influência que certos parâmetros exercem sobre a perda de carga e, conseqüentemente, sobre a produtividade dos poços horizontais, oferecendo técnicas para otimização da completação. O termo otimização, neste estudo, deve ser entendido como melhorias a serem realizadas na completação para que seja atingida, como objetivo principal, a diminuição da perda de carga. Os trabalhos destes autores buscaram determinar o cenário que melhor proporcionasse a mitigação dos efeitos causados pela extensão do poço, uma vez que este é um dos parâmetros que influenciam diretamente na perda de carga.

Brekke e Lien (1992) apresentaram três técnicas de otimização adicionais, além das relacionadas à extensão do poço. Tais técnicas consistem em, basicamente, inserir uma espécie de tubo de menor diâmetro, denominado *stinger*, no trecho horizontal do poço e simular uma configuração que se assemelha a dois poços horizontais produzindo dentro do mesmo dreno, deslocando o ponto de pressão máxima para o centro do tubo produtor, diminuir a quantidade de furações no *liner* para reduzir o atrito e distribuir dispositivos de restrições de fluxo ao longo da seção horizontal.

Assim, com o passar do tempo, os pesquisadores passaram a entender e demonstrar a importância de se considerar a perda de carga no interior dos poços horizontais, especialmente os de maior extensão. Os primeiros modelos, que foram analíticos, apresentaram muitas simplificações, como a condutividade infinita, por exemplo, e não representavam a maioria das condições encontradas na prática, uma vez que esta condição pode ser aplicada apenas a poucos casos nos quais o fluxo laminar domine o escoamento, entre outros fatores. Porém, mesmo com esta restrição, a abordagem analítica é importante para se compreender fenômenos de forma simples e rápida.

Os trabalhos mais atuais, como o de Vale (2010) e o de Sansoni Junior (2015), apresentam o desenvolvimento de métodos numéricos para estudar a perda de carga ou a produtividade, levando em conta o modelo de condutividade finita, no âmbito do acoplamento entre poço e reservatório. Além disso, outros trabalhos

surgiram com novas proposições de otimização da completação. Uma delas consiste em alterar o padrão de distribuição dos furos no *liner*, resultando na técnica denominada furação diversiva, estudada por Landman e Goldthorpe (1991) e Fernandes, Silva e Bedrikovetsky (2006), entre outros autores citados a seguir.

2.3.1 Furação diversiva

A técnica de furação diversiva consiste em distribuir os furos irregularmente ao longo do *liner*, de forma que eles estejam mais concentrados no trecho final do tubo horizontal, aumentando-se a área aberta ao fluxo na região do dedão, a qual apresenta maior resistência à injeção, especificamente, uma vez que o diferencial de pressão entre este ponto do poço e o reservatório é menor, em comparação à região do calcanhar, devido à perda de carga ao longo do *liner*.

Na região do calcanhar, por outro lado, a resistência à injeção é menor, buscando-se diminuir o número de furos e, conseqüentemente, a área aberta ao fluxo. Desta forma, promove-se o aumento e a diminuição da vazão (curva “Fluxo corrigido” na Fig. 6) nos locais onde ela costumava ser menor e maior (curva “Fluxo Original” na Fig. 6), respectivamente, como demonstra o esquema da Figura 6. Cabe ressaltar que a furação diversiva também se aplica a operações de produção.

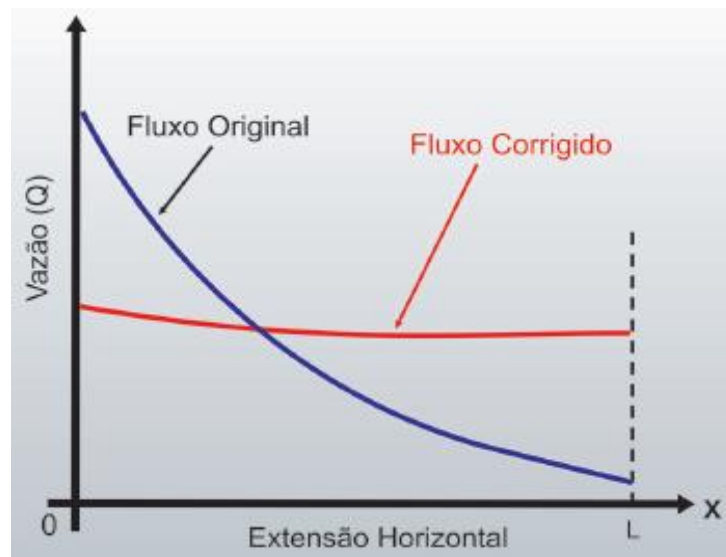


Figura 6 - Comparação entre o perfil de fluxo original e o perfil de fluxo uniformizado, após aplicação da técnica de furação diversiva no trecho horizontal de um poço produtor, cuja distribuição é idêntica à de um poço injetor. Fonte: Fernandes, Silva e Bedrikovetsky (2006, p. 143).

Landman e Goldthorpe (1991) discutiram a técnica, elaborando um modelo matemático para investigação do efeito da distribuição da furação sobre a produtividade do poço horizontal, que também pode ser utilizado para a otimização do parâmetro analisado, de acordo com diferentes estratégias operacionais.

Fernandes, Silva e Bedrikovetsky (2006) formularam o cálculo explícito da distribuição da furação, através de um modelo matemático-analítico, utilizado no projeto dos *liners* empregados pela Petrobras. Em seu relatório de tecnologia referente ao ano de 2013, a Petrobras (2014) afirma que a furação diversiva foi desenvolvida em seus laboratórios e que sua aplicação em campos brasileiros apresentou bons resultados.

Oliveira, Magalhães e Martins (2006) estudaram a aplicação do cálculo de Fernandes, Silva e Bedrikovetsky (2006) a reservatórios de arenitos inconsolidados, nos quais se faz necessária a utilização de telas para contenção de areia (*gravel pack*). Os resultados foram satisfatórios para todos os três casos estudados.

Apesar dos bons resultados em suas aplicações de campo, é sabido que o cálculo analítico apresenta muitas simplificações, podendo nem sempre fornecer meios adequados para descrever matematicamente os fenômenos físicos. Deste modo, os métodos experimentais conferem maior confiabilidade aos estudos, em comparação aos métodos analíticos.

Portanto, Santos (2014) comparou a formulação obtida por Fernandes, Silva e Bedrikovetsky (2006) a estudos experimentais, concluindo que a mesma não se adequa a casos representados por escoamentos de alta magnitude. Além disso, para poços produtores, foi encontrado que as perdas de carga por atrito aumentam com a vazão, como esperado, enquanto o efeito contrário ocorreu para as perdas de carga através dos furos. A autora ainda propôs que o equacionamento sofresse a adição de um termo capaz de representar os efeitos de aceleração do fluido.

Se, por um lado, o fluxo não-uniforme resulta na perda de produtividade e na formação de cones de água ou de gás em poços produtores, em poços injetores ocorre a perda de injetividade e a diminuição do fator de recuperação final do reservatório. A maioria dos autores relataram a uniformização de fluxo em poços produtores. Porém, segundo Amaral et al. (2008, p. 1), o método aplicado a poços produtores também pode ser aplicado a poços injetores.

2.4 PERFIL DE FLUXO EM POÇOS HORIZONTAIS INJETORES

Considerando-se o escopo deste estudo, a escassez de autores que estudaram o perfil de fluxo em poços horizontais injetores justifica o fato de a maioria dos trabalhos abordados tratarem de poços horizontais produtores. Alguns dos trabalhos descritos, como o de Fernandes, Silva e Bedrikovetsky (2006), por exemplo, generalizaram o estudo, indicando que a diferença entre ambos os poços se dá apenas no sentido do fluxo no interior do poço e na formação.

Quando o fluido é injetado utilizando poços horizontais, o fluxo ocorre no sentido do calcanhar ao dedão, representado pela coordenada x , e a pressão no interior do poço $P_{tub}(x)$ diminui neste mesmo sentido, devido à perda de carga. Ou seja, a pressão na região do calcanhar é maior do que a pressão na região do dedão $P_{tub}(x=0) > P_{tub}(x=L)$. Assim, como a pressão média do reservatório (P_{res}) é menor do que a pressão em qualquer ponto do *liner* ($P_{tub}(x) > P_{res}$), nota-se que o perfil de fluxo para fora do poço injetor possui configuração idêntica ao perfil de fluxo para dentro poço produtor, anteriormente demonstrado na Figura 4. De forma semelhante ao caso da produção, na injeção tem-se $\Delta P_{inj} = P_{tub}(x) - P_{res}$, que diminui ao longo da tubulação na medida que o fluido se afasta do calcanhar, como demonstra a Figura 7.

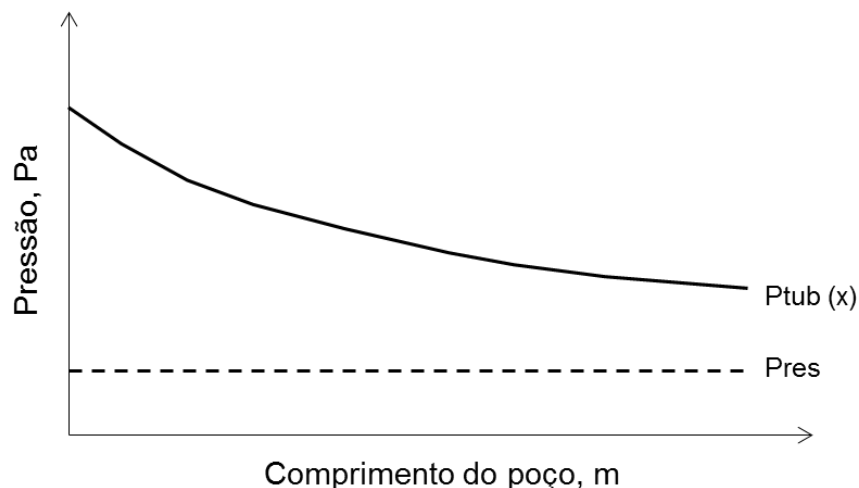


Figura 7 - Perfil de pressão ao longo de um poço horizontal injetor e no reservatório.

2.5 PERDA DE INJETIVIDADE EM POÇOS HORIZONTAIS

Teoricamente, a injetividade (I) pode ser definida como o parâmetro que mede a capacidade do poço em injetar o fluido para o reservatório. A definição matemática se dá com a razão entre a vazão de injeção (q) e a diferença entre a pressão do poço (P_{tub}) e a pressão do reservatório (P_{res}), ou seja, $I = q/(P_{tub} - P_{res})$. Como se espera, a injetividade depende, além da geometria do poço, de fatores como a viscosidade do fluido produzido e a permeabilidade da formação.

A injetividade também possui relação direta com a área de contato fornecida entre o poço injetor e o reservatório, que pode ser traduzida como a área atingida pelo fluido injetado. Para um poço horizontal injetor com fluxo ocorrendo preferencialmente em seu calcanhar sem a aplicação da furação diversiva, ou seja, apresentando perfil não-uniforme, a injetividade é relativamente baixa. O objetivo é corrigir esse perfil de vazão, o tornando o mais uniforme possível como o fluxo corrigido da Figura 6.

Fernandes, Silva e Bedrikovetsky (2006) assumem que a uniformização do fluxo em poços horizontais injetores não só melhora a eficiência de varrido, como também permite a estimulação de toda a seção horizontal em uma única etapa de bombeio, em operações de acidificação.

Deste modo, a perda de injetividade constitui preocupação para a indústria do ramo de petróleo, uma vez que leva o poço injetor e toda a operação de injeção a baixas eficiências, independentemente da aplicação.

3 METODOLOGIA PROPOSTA

3.1 DEFINIÇÃO DO PROBLEMA

O perfil de distribuição da perda de carga ao longo do *liner* diminui a injetividade e o fator de recuperação final. A furação diversiva é uma das alternativas disponíveis para a uniformização do fluxo, através do aumento da resistência na região inicial do *liner*. A Figura 8 apresenta o esboço da configuração de um *liner* utilizado na técnica aplicada a um poço produtor, de forma conjunta com um sistema de *gravel pack* para contenção de areia da formação.

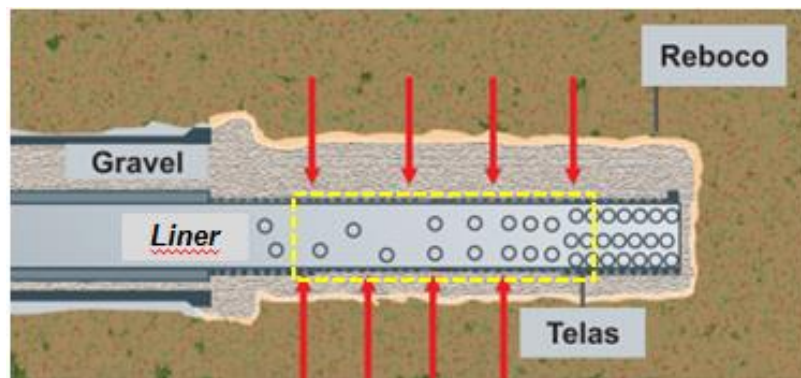


Figura 8 - Furação diferenciada ao longo do trecho horizontal de um poço produtor, o qual é válido também para um poço injetor, para controle de fluxo. Fonte: adaptação de Fernandes, Silva e Bedrikovetsky (2006).

Faz-se necessário ressaltar que o foco deste estudo consiste apenas no *liner* e que a figura acima foi inserida apenas para ilustrar a distribuição dos furos em um *liner* equipado com furação diversiva. Como é possível observar, o número de furações aumenta de acordo com a aproximação da extremidade final do poço, definida anteriormente como dedão. A Figura 9 demonstra a geometria referente ao presente estudo.

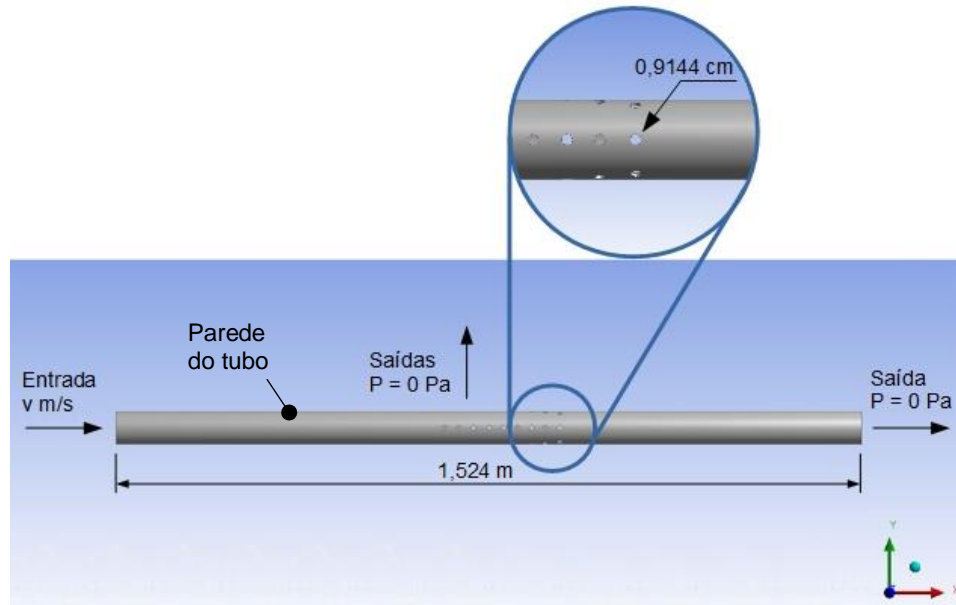


Figura 9 - Geometria do problema estudado, com condições de contorno e dimensões do tubo e dos furos. Fonte: adaptação de Design Modeler.

Assim, o volume de controle deste estudo é formado pela linha tracejada da Figura 8, e consiste de fluido escoando em um tubo com $L = 1,524$ m de comprimento. Devido à necessidade de se impor as condições de contorno, apenas 0,3048 m são furados. Ao todo, têm-se 26 furos distribuídos em nove grupos, de acordo com sua posição no comprimento do tubo, como exposto na Tabela 1.

Os diâmetros do *liner* (interno) e dos furos são $D = 6,096$ cm e $D_{furo} = 0,9144$ cm tal que $D_{furo} = 6,6\%D$, respectivamente, e a espessura do *liner* ficou em 0,006096 m, não representando problemas de campo. A relação entre o comprimento e o diâmetro do domínio é $\frac{L}{D} = 25$. Os furos, a cada grupo, estão distribuídos de forma equidistante ao redor do tubo.

Tabela 1 - Distribuição da furação em nove grupos, de acordo com sua posição a partir da entrada do tubo. Fonte: adaptado de Oliveira, Magalhães e Martins (2006).

Grupo	Posição, m	Distribuição, furos
1	0,64008	1
2	0,67056	1
3	0,70104	2
4	0,73152	2
5	0,76200	2
6	0,79248	3
7	0,82296	4
8	0,85344	5
9	0,88392	6

O padrão da distribuição foi inspirado no primeiro caso estudado por Oliveira, Magalhães e Martins (2006), que levaram em conta os dados apresentados por Fernandes, Silva e Bredrikovetsky (2006). O problema original de Oliveira, Magalhães e Martins (2006) consiste de um *liner* produtor com comprimento igual a 1620 ft ou, aproximadamente, 494 m e número de furações igual a 496 furos.

Neste estudo, realizaram-se análises de sensibilidade das propriedades do fluido injetado e dos parâmetros da injeção propriamente dita, os quais interferem diretamente na magnitude da perda de carga e, portanto, no perfil de fluxo. Foram simulados sete cenários operacionais, realizando-se as comparações cabíveis.

3.1.1 Cenários considerados

O cenário 1 é caracterizado pela injeção do fluido definido como A. Para a análise da influência das propriedades do fluido injetado sobre o escoamento, foram considerados mais dois fluidos, definidos como B e C, com suas respectivas massas específicas e viscosidades. Cada fluido compõe o que constitui os cenários 2 e 3.

A análise da variação dos parâmetros de injeção considera mais quatro cenários, com valores diferentes de vazão e suas respectivas velocidades de entrada equivalentes. Todos os valores utilizados foram consultados na base de dados do Fluent, utilizado para simular os casos propostos, ou adaptados de Bertulani (1999), procurando-se, sempre que possível, manter as condições de escoamento laminar a uma temperatura de 290 K.

A Tabela 2 apresenta os valores utilizados em cada cenário. Como dito anteriormente, estes valores foram selecionados de forma a garantir que o escoamento ocorresse de forma laminar, condição que não representa problemas de campo.

Tabela 2 - Dados utilizados em cada cenário. Fonte: base de dados do Fluent.

Cenário	Fluido	Massa específica, kg/m ³	Viscosidade, mPa.s	Velocidade na entrada, m/s	Reynolds
1	A	998,2	1,003	0,010	606,68
2	B	791,0	0,331	0,010	1456,78
3	C	1259,9	799,0	0,010	0,96
4	A	998,2	1,003	0,003	182,00
5	A	998,2	1,003	0,005	303,34
6	A	998,2	1,003	0,020	1213,37
7	A	998,2	1,003	0,030	1820,05

3.2 MODELAGEM MATEMÁTICA

O estudo trata do escoamento tridimensional e monofásico de fluido na seção horizontal de um poço injetor completado com *liner* de furação diversiva. As propriedades do fluido injetado foram assumidas constantes para cada cenário operacional, estando incluída a condição de fluido incompressível. O fluxo se deu de modo laminar e isotérmico. As pressões no reservatório se encontram em regime permanente ou estável, ou seja, as mesmas são constantes.

Segundo Fox, Pritchard e McDonald (2010), os fatores que tendem a reduzir a pressão no escoamento em um duto são a ascensão na inclinação, o atrito e a diminuição da área. Assim, os mecanismos causadores do gradiente de pressão ou da perda de carga interna em tubulações são, respectivamente, a mudança de elevação (gravidade), o atrito e a aceleração, geralmente utilizados para a análise do escoamento, como apresenta a Equação 1.

$$\frac{dP}{dL} = \left(\frac{dP}{dL}\right)_{elev} + \left(\frac{dP}{dL}\right)_{atrito} + \left(\frac{dP}{dL}\right)_{acc}, \quad (1)$$

onde P é a pressão, L é o comprimento da tubulação e os índices *elev*, *atrito* e *acc* representam os termos referentes à mudança de elevação, ao atrito e à aceleração, respectivamente.

Neste estudo, para poços horizontais, não se considera a parcela relativa a elevação, mas apenas a parcela relacionada à perda de carga por atrito, calculada através da Equação 2, uma vez que a aceleração da gravidade (g) é constante.

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_{atrito} = \frac{f\rho v^2}{2D}, \quad (2)$$

onde ρ é a massa específica do fluido, v é a velocidade do escoamento, D é o diâmetro interno da tubulação e f é o fator de atrito também da tubulação.

A perda de carga por atrito pode, ainda, ser reescrita explicitamente, de acordo com a Equação 3.

$$\Delta P = \frac{f \rho v^2 L}{2D}, \quad (3)$$

Geralmente, o fator de atrito depende de dois parâmetros: o número de Reynolds (Re) e a rugosidade relativa. O primeiro, apresentado na Equação 4, é calculado a partir das variáveis referentes ao fluido, ao escoamento e à tubulação.

$$Re = \frac{\rho v D}{\mu}, \quad (4)$$

A rugosidade relativa, por sua vez, é uma relação entre a rugosidade média, que depende basicamente do tipo de material utilizado para confecção e do tempo de utilização da tubulação, e o diâmetro interno. O fator de atrito é consultado no diagrama de Moody, a partir destes parâmetros.

Porém, para escoamentos laminares, não se observa, no diagrama de Moody, a influência da rugosidade relativa na magnitude da perda de carga. Assim, o fator de atrito constitui uma função apenas do número de Reynolds, como demonstra a Equação 5. É importante observar que um escoamento pode ser considerado laminar se seu respectivo número de Reynolds é menor do que 2300.

$$f = \frac{64}{Re} \quad (5)$$

Das equações acima, obtém-se a relação encontrada em Fox, Pritchard e McDonald (2010, p. 305) para perda de carga em escoamentos laminares no interior de tubos, apresentada na Equação 6.

$$\Delta P = \frac{128 \mu L q}{\pi D^4}, \quad (6)$$

onde q é a vazão, definida como o produto entre a velocidade (v) e a área (A) da seção transversal do tubo.

Vale (2010) indica que os efeitos da aceleração do fluido influencia expressivamente na perda de carga de dutos furados. Para um *liner* injetor com furação diversiva, à medida que se caminha no comprimento, a área da saída tende a aumentar. Então, a parcela referente à aceleração do fluido também exerce efeitos

sobre a perda de carga, mas de forma negativa, uma vez que, a velocidade no interior do duto diminui.

A diminuição da velocidade com o aumento da área pode ser explicada pela equação da continuidade (princípio da conservação da massa), descrita por Fox, Pritchard e McDonald (2010, p. 188) de acordo com a Equação 7, para escoamentos incompressíveis tridimensionais e com viscosidade constante.

$$\frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial v}{\partial y} + \frac{\partial w}{\partial z} = 0, \quad (7)$$

onde u , v e w são as velocidades nas direções x , y e z , respectivamente.

Fox, Pritchard e McDonald (2010, p.188) também apresentaram as equações para a conservação da quantidade de movimento, comumente denominadas equações de Navier-Stokes, as quais estão representadas nas Equações 8a a 8c, a seguir, para cada coordenada cartesiana.

$$\rho \left(\frac{\partial u}{\partial t} + u \frac{\partial u}{\partial x} + v \frac{\partial u}{\partial y} + w \frac{\partial u}{\partial z} \right) = \rho g_x - \frac{\partial p}{\partial x} + \mu \left(\frac{\partial^2 u}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 u}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 u}{\partial z^2} \right) \quad (8a)$$

$$\rho \left(\frac{\partial v}{\partial t} + u \frac{\partial v}{\partial x} + v \frac{\partial v}{\partial y} + w \frac{\partial v}{\partial z} \right) = \rho g_y - \frac{\partial p}{\partial y} + \mu \left(\frac{\partial^2 v}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 v}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 v}{\partial z^2} \right) \quad (8b)$$

$$\rho \left(\frac{\partial w}{\partial t} + u \frac{\partial w}{\partial x} + v \frac{\partial w}{\partial y} + w \frac{\partial w}{\partial z} \right) = \rho g_z - \frac{\partial p}{\partial z} + \mu \left(\frac{\partial^2 w}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 w}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 w}{\partial z^2} \right) \quad (8c)$$

No caso estudado, em termos de macroescala, a conservação da massa pode ser traduzida pela consideração de que a vazão volumétrica de injeção é igual à soma da vazão volumétrica do fluido através do conjunto dos furos e da seção transversal da região do dedão. Para o simulador, a continuidade é garantida em cada elemento da malha do domínio estudado. No caso do Fluent, utilizado neste estudo, se utiliza a Equação 9, encontrada em Ansys (2013).

$$\sum_f^{N_{faces}} J_f A_f = 0, \quad (9)$$

onde J_f é o fluxo em cada face do elemento.

A velocidade através de cada furo depende do valor da pressão no ponto onde o mesmo se encontra, determinado pela perda de carga, e da pressão do reservatório. Deste modo, a velocidade não apresenta uma distribuição uniforme ao longo do *liner*. A técnica de furação diversiva constitui uma das soluções para o problema, através da otimização do poço horizontal no qual o *liner* está instalado.

Os parâmetros utilizados como condições de contorno foram a velocidade na entrada e a pressão nas saídas. A velocidade varia de acordo com os cenários operacionais e a pressão foi fixada em zero, como referência.

3.2.1 Condições de contorno

As condições de contorno aplicadas seguem o princípio de fixação de velocidade na entrada e fixação de pressão nas saídas. Deste modo, na entrada ($x = 0$) tem-se a fixação da velocidade $v \text{ m/s}$, variável para cada cenário, enquanto que na saída principal ($x = L$), o qual representa o dedão do *liner*, tem-se a pressão $P_{tub}(L) = 0$. Nos furos, a pressão de saída radial ($P_{rad}(x)$) também é igual a zero.

Na parede interna do tubo, as condições de contorno seguem os princípios de não deslizamento e de impenetrabilidade, os quais garantem, neste estudo, que a velocidade do escoamento nesta região é igual a zero e que nenhuma quantidade de fluido a atravessa.

3.3 ABORDAGEM NUMÉRICA

Na prática, muitos escoamentos são governados por equações que não possuem solução analítica, como afirmaram Fox, Pritchard e McDonald (2010). Além disso, quando o método experimental requer estrutura e investimento considerados inviáveis, a abordagem numérica é a única alternativa para a realização das análises de escoamento, através das simulações computacionais.

O processo de simulação deste estudo, desde a geometria até o pós-processamento, foi executado nos *softwares* comerciais da família Ansys 15.0, instalado nos computadores do Laboratório de Simulação Numérica da Engenharia de Petróleo (Labsim), o qual pertence ao Centro Universitário Norte do Espírito Santo (Ceunes). O fluxograma da Figura 10 demonstra a ordem e as ferramentas utilizadas, cujas funções são explicadas mais à frente.



Figura 10 - Fluxograma das ferramentas utilizadas.

A solução das equações para os elementos componentes da malha gerada ocorre no *solver* acoplado ao Fluent, que permite a escolha entre dois métodos. Segundo o manual fornecido pelo Ansys (2013), o método de solução baseado na pressão foi desenvolvido para escoamentos incompressíveis e com velocidade de baixa magnitude. Nesta abordagem, o campo de velocidade é obtido das equações de movimento, enquanto o campo de pressão é extraído da manipulação das equações de continuidade e de movimento.

O acoplamento entre pressão e velocidade é realizado pelo *solver* através da equação de fluxo para cada face do elemento, derivando-se uma condição adicional para a pressão até que a equação da continuidade seja satisfeita. Isto ocorre de forma segregada neste estudo, com a utilização do algoritmo SIMPLE, que, de acordo com Ansys (2013), utiliza uma relação entre as correções de pressão e de velocidade no elemento para garantir a conservação da massa e para obter o campo de pressões.

Outro parâmetro importante é o tipo de inicialização da solução. Neste estudo, foi utilizada a inicialização híbrida, a qual o Ansys (2013) define como um conjunto de fórmulas e métodos de interpolação que resolvem a equação de Laplace para produzir campos de velocidade e de pressão, que, respectivamente, estejam em conformidade com geometrias de domínio complexo e conectem suavemente valores discrepantes de pressão no domínio computacional.

Como dito anteriormente, o volume de controle utilizado neste estudo é o fluido escoando em um tubo com a furação distribuída de forma diversiva em sua porção intermediária, uma vez que as extremidades são reservadas por questões de imposição das condições de contorno. A Figura 11 exhibe a geometria utilizada, a qual foi confeccionada no Design Modeler.

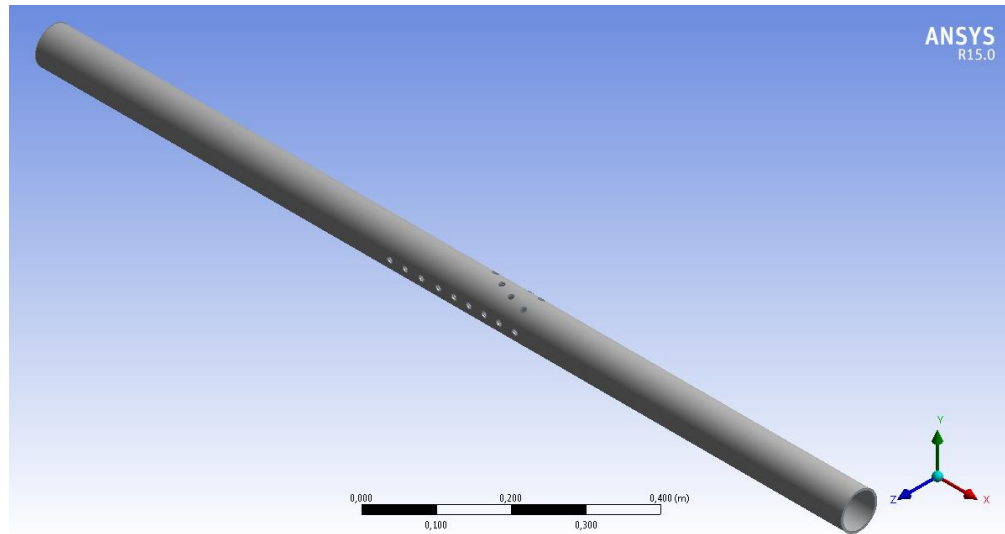


Figura 11 - Geometria tridimensional utilizada para estudar o fenômeno de furação diversiva. Fonte: Design Modeler.

Ainda nesta etapa, para viabilizar a posterior realização da análise, os furos foram divididos em 9 grupos, a cada 0,03 m de seção furada. Assim, os dados de velocidade gerados após as simulações puderam ser coletados a partir destes grupos, considerados como diferentes saídas (*outlets*) e enumerados de acordo com a Figura 12. A extremidade correspondente ao dedão do poço é o plano de saída, enquanto que a extremidade oposta é o plano de entrada (*inlet*)

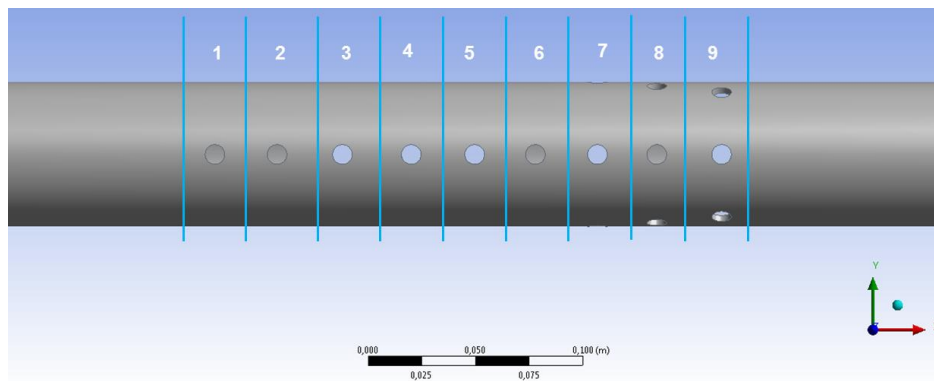


Figura 12 - Divisão dos furos em nove grupos, os quais possuem quantidades variáveis de furos, de acordo com sua posição no comprimento, com escoamento ocorrendo na direção x, ou seja, do grupo 1 ao grupo 9. Fonte: adaptação de Design Modeler.

A geometria foi discretizada em elementos no Mesh. Para a determinação da influência do refinamento da malha sobre os resultados e sobre o tempo de simulação, foram escolhidas e simuladas quatro possibilidades para o cenário 1. A diferença entre as malhas está no fator *Relevance*, o qual permite alterar automaticamente o número de elementos no domínio e, por consequência, seus

respectivos tamanhos, de forma que, quanto maior seu valor, mais refinada a malha. Optou-se por simular e testar malhas nas configurações demonstradas na Tabela 3, na qual apenas o número de elementos no domínio do fluido foi considerado.

Tabela 3 - Configurações das malhas testadas.

Malha	<i>Relevance</i>	Número de elementos	Tempo, min
1	0	171954	2,30
2	30	265835	5,52
3	60	412095	8,55
4	100	776308	26,93

O parâmetro avaliado neste teste foi a variação da pressão ao longo do comprimento do tubo. A Figura 13 apresenta o gráfico dos resultados obtidos para as quatro malhas avaliadas.

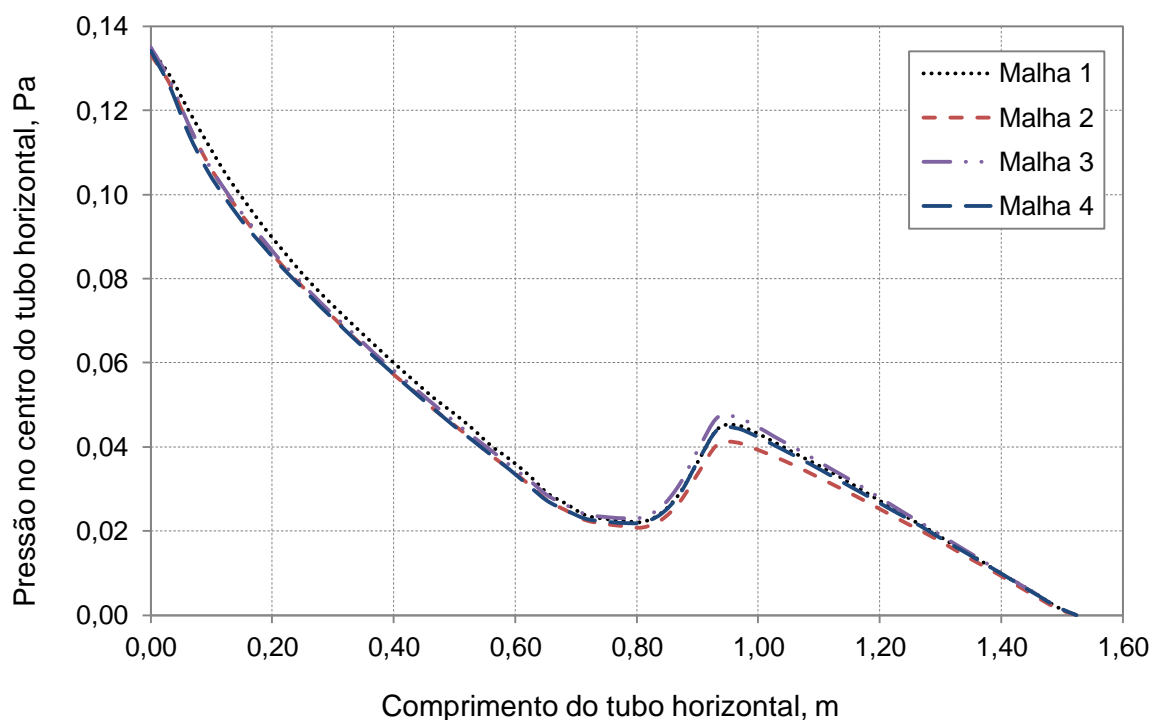


Figura 13 - Resultados obtidos após a simulação de quatro configurações de malha para o teste de independência.

Deste modo, a malha 1 foi descartada pelo baixo grau de refinamento, enquanto que a malha 4 foi descartada pelo alto tempo de simulação. As curvas das malhas 2 e 3 seguem praticamente juntas até certo ponto do gráfico, observando-se que, a partir daí, a curva da malha 2 começa a apresentar distanciamento das

outras. Concluiu-se, então, que a malha 3, exposta na Figura 14, é a mais adequada para a realização das simulações referentes a este estudo.

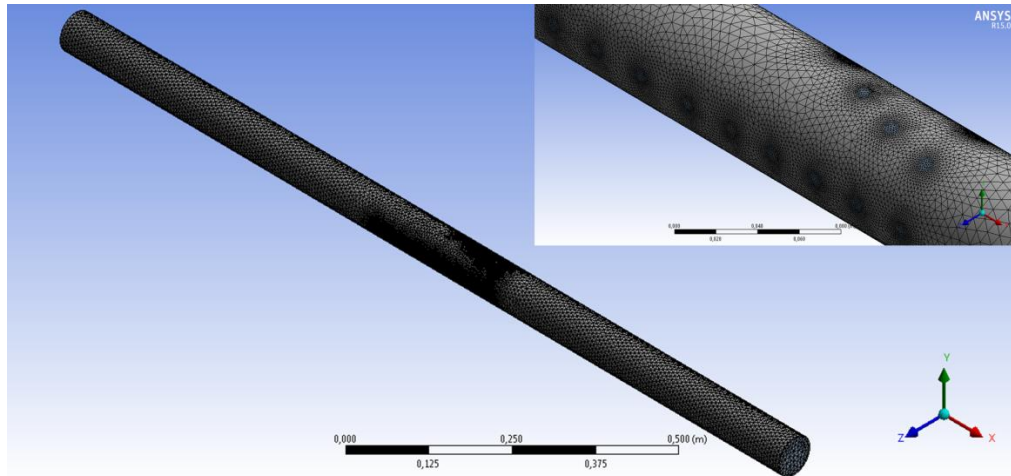


Figura 14 - Malha escolhida para a realização das simulações, com detalhe para os furos. Fonte: adaptação de Mesh.

Nenhum dado foi inserido ou coletado nas saídas, além da pressão de referência, igual a zero. As velocidades de entrada dos fluidos foram inseridas na extremidade correspondente ao calcanhar do poço como condições de contorno, de acordo com cada cenário operacional.

3.4 RESULTADOS PRELIMINARES

O cenário 1 foi simulado, a fim de se obter os dados para comparação tanto com os cenários de variação das propriedades do fluido quanto com os cenários de variação das velocidades de entrada ou vazão de injeção. Procurou-se obter o perfil de velocidade do escoamento característico de um fluido injetado com as propriedades selecionadas para este cenário, na região interna do duto e através dos furos. A Figura 15 mostra os vetores velocidade ao longo do duto e nos furos.

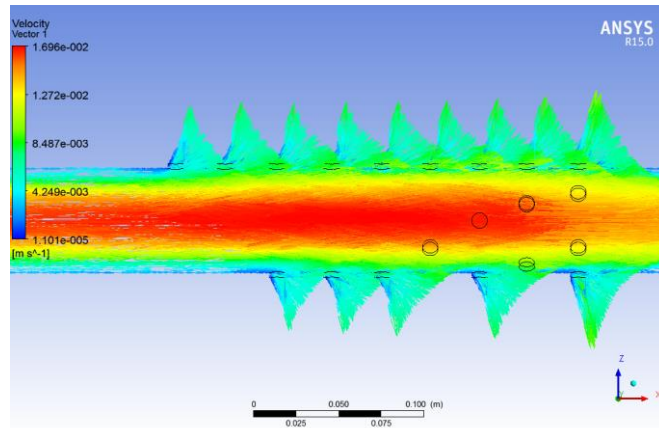


Figura 15 - Vetores de velocidade para o cenário 1. Fonte: CFD Post.

Nota-se, próximo ao início das furações, no interior do duto, uma região de alta velocidade, devida à diminuição da pressão causada pela perda de carga. Isto ocorre até que a área aberta ao fluxo passa a aumentar mais expressivamente a partir do sexto grupo, uma vez que o número de furações também aumenta. A magnitude da velocidade, então, diminui e a pressão aumenta no interior do tubo, concedendo maior intensidade ao fluxo para fora do *liner*.

A primeira comparação realizada foi a do comportamento do perfil de pressão no interior do tubo horizontal entre o tubo com furação diversiva e um tubo liso (sem furos). Os perfis são exibidos na Figura 16. Enquanto no tubo liso a pressão decresce uniformemente ao longo do comprimento, no outro caso, pode-se observar a influência dos furos no perfil de pressão.

Os furos fazem com que a perda de carga total diminua, em relação ao tubo liso, uma vez que a saída de fluido diminui a perda de carga na região posterior. No gráfico da Figura 16, a pressão diminui na entrada do tubo, dado o fato de a pressão estar fixada na saída.

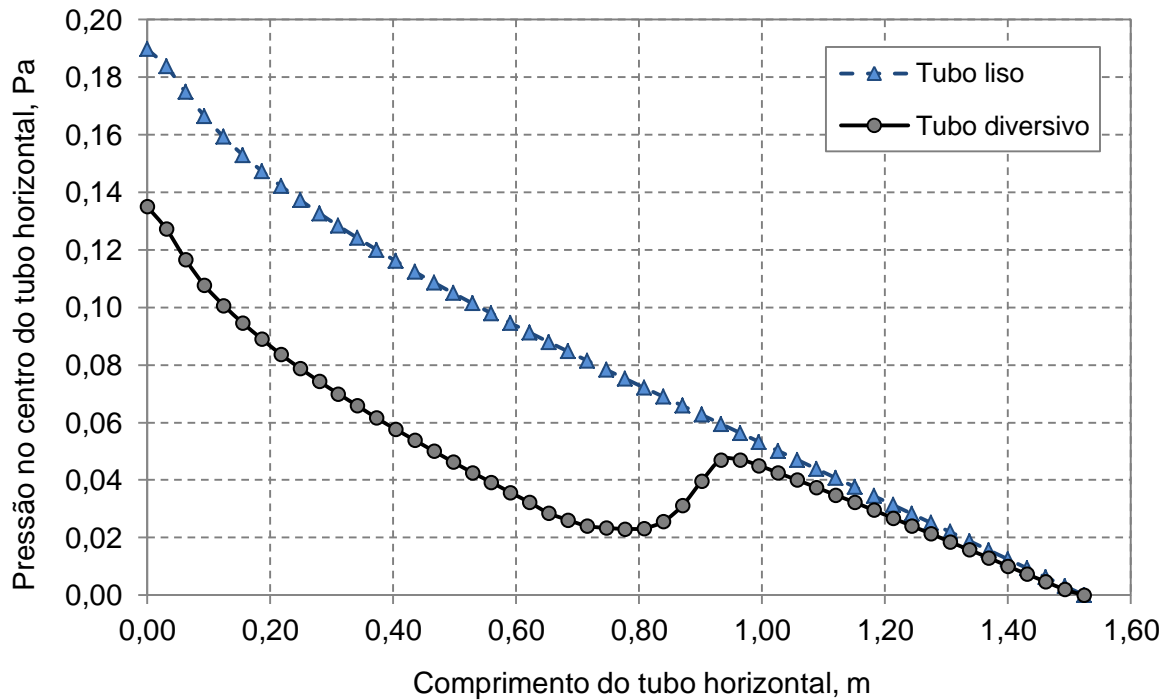


Figura 16 - Gráfico de comparação entre os perfis de pressão no interior do duto para o tubo liso (sem furos) e para o tubo diversivo, ambos considerando-se o cenário 1.

A segunda comparação realizada foi a influência das propriedades do fluido injetado. A Figura 17 apresenta os vetores velocidade ao longo do duto e nos furos, para cada cenário de variação das propriedades do fluido.

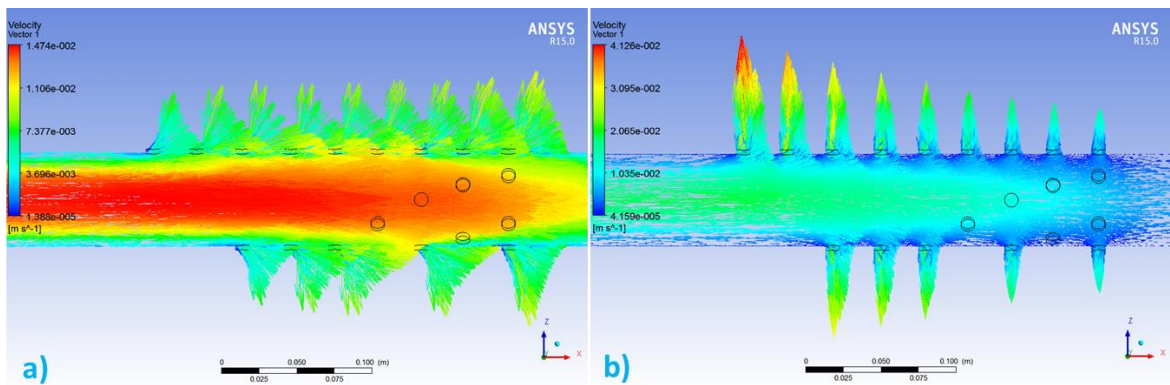


Figura 17 - Vetores de velocidade para os cenários a) 2 e b) 3. Fonte: adaptação de CFD Post.

De forma similar ao cenário 1, o cenário 2 apresenta uma região de alta pressão no interior do tubo, logo na entrada, resultante da perda de carga proveniente da seção anterior. Com a presença de furos, a velocidade diminui um pouco. A diminuição da velocidade passa a ser expressiva na porção final do tubo, com o aumento drástico da área aberta ao fluxo. Já o cenário 3 apresenta configuração totalmente diferente. Neste caso, a viscosidade do fluido é muito alta

(Reynolds baixo), o que aumenta a perda de carga no interior do duto, e domina o escoamento. Isto significa que a pressão decresce muito, alterando o perfil de fluxo para fora, em comparação com os cenários anteriores.

Após as simulações, os dados foram pós-processados no ambiente Excel-MS, a partir das velocidades de saída em cada grupo de furos e da pressão ao longo do tubo, fornecidos pelo próprio Fluent e pelo CFD Post. A Figura 18 exibe os gráficos de pressão no centro do comprimento do tubo horizontal. Os gráficos precisaram ser confeccionados separadamente, para melhor visualização, dado o fato de que a diferença de ordem entre os dados são muito grandes.

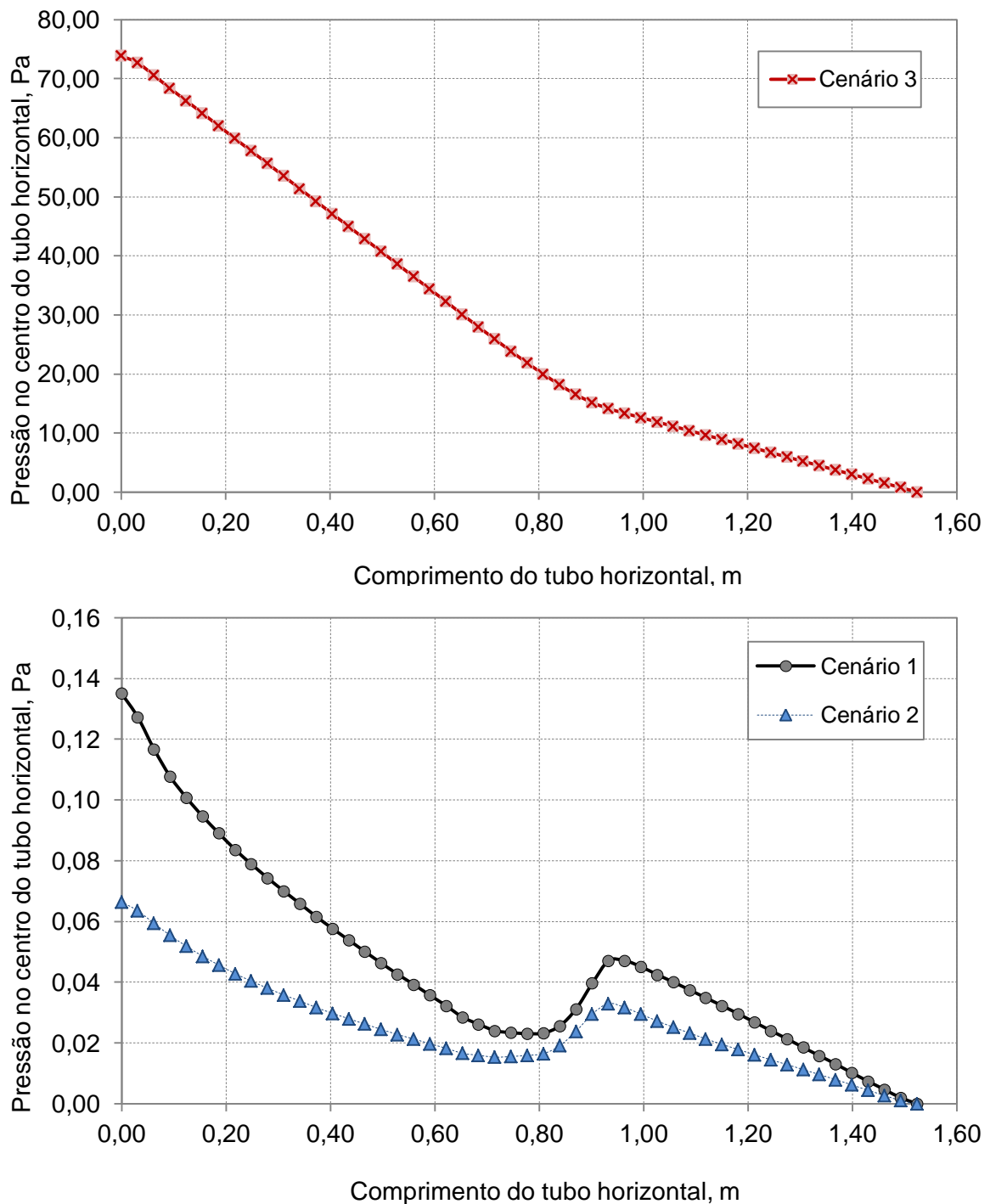


Figura 18 - Gráficos de pressão no centro do tubo horizontal, ao longo do comprimento, para variação das propriedades do fluido, no qual o cenário 1 corresponde ao fluido A, o cenário 2 corresponde ao fluido B e o cenário 3 corresponde ao fluido C.

Observa-se que, de fato, a pressão diminui antes da região dos furos, para todos os cenários. No cenário 3, com a dominação dos efeitos de viscosidade, o aumento dos furos, mais especificamente a partir do sexto grupo, não exerce influência significativa na perda de carga. O contrário ocorre para os cenários 1 e 2,

nos quais escoam fluidos relativamente menos viscosos, com os efeitos de inércia dominando o escoamento. A partir do sexto grupo, a velocidade tende a diminuir com o aumento da área e a pressão aumenta significativamente. Além disso, nestes casos, o fluido que sai do duto tende a seguir o movimento do escoamento e, como visualizado na Figura 15 e na Figura 17, ocorre uma espécie de espalhamento nos furos, representado pelos vetores que não são normais às suas respectivas áreas.

O perfil de velocidade através dos furos com a variação das propriedades do fluido pode ser melhor visualizado na Figura 19. A velocidade apresentada para cada grupo é uma média pelo número de furos presente no mesmo.

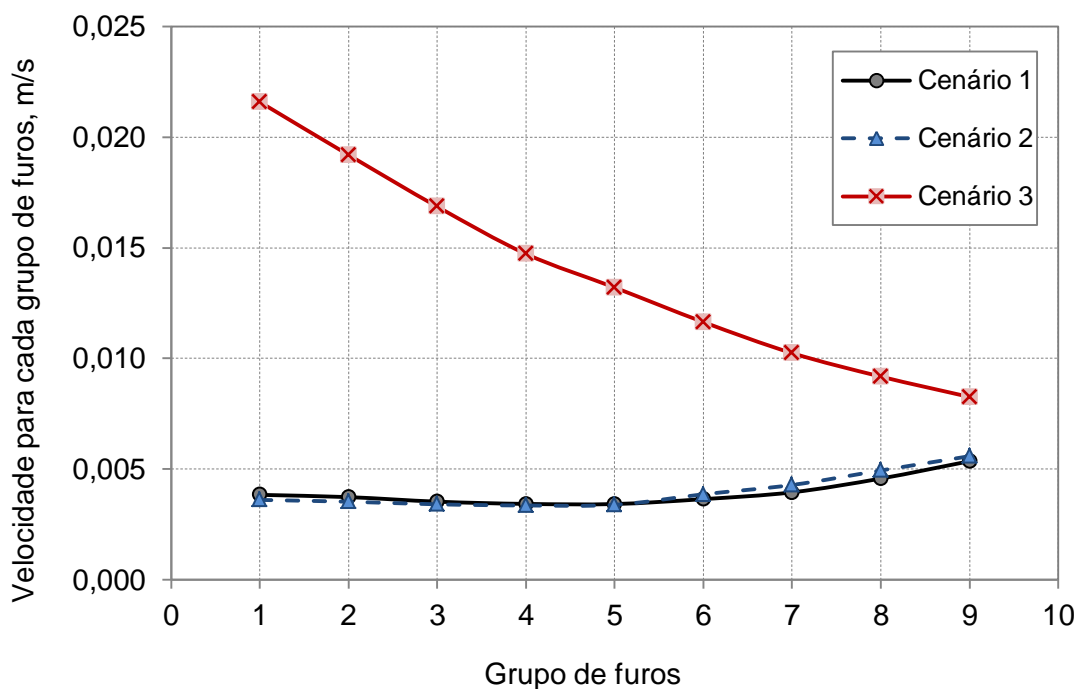


Figura 19 – Gráfico do perfil de velocidade através dos furos, com a variação das propriedades do fluido, no qual o cenário 1 corresponde ao fluido A, o cenário 2 corresponde ao fluido B e o cenário 3 corresponde ao fluido C.

A terceira comparação levou em conta a variação da velocidade ou da vazão de injeção do fluido. Os vetores velocidade ao longo do duto e nos furos, para cada cenário de variação da vazão de injeção, são apresentados na Figura 20.

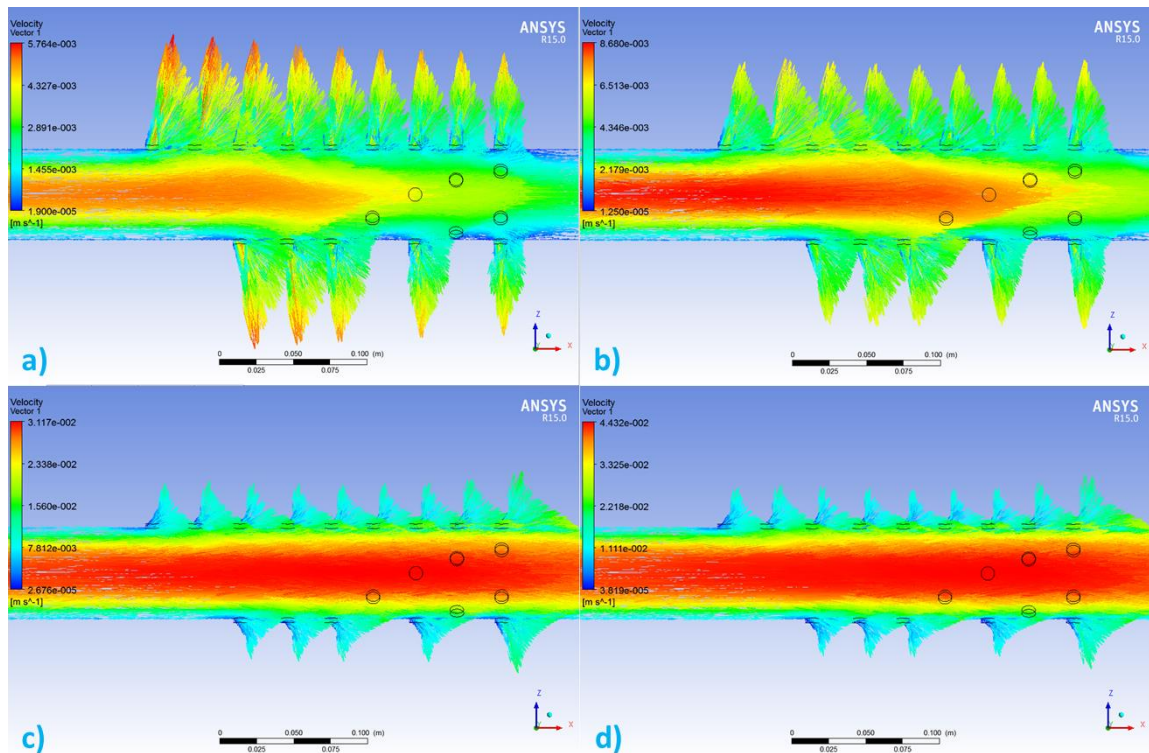


Figura 20 - Vetores de velocidade para os cenários a) 4, b) 5, c) 6 e d) 7, com velocidades de entrada iguais a 0,003, 0,005, 0,020 e 0,030, respectivamente. Fonte: adaptação de CFD Post.

Nos cenários 4 e 5, cujas vazões são menores em comparação com o cenário 1, nota-se que o efeito sobre o perfil de velocidade através dos furos se assemelha ao caso do cenário 3. Porém, nestes cenários, ocorre o fenômeno contrário, uma vez que, em teoria, a diminuição da vazão provoca a diminuição da perda de carga. A baixa velocidade, em comparação aos demais cenários, faz com que, cada vez, mais os efeitos da viscosidade se intensifiquem. Com a diminuição do efeito de inércia, a velocidade diminui não o suficiente a ponto de alterar o perfil de fluxo. Este fenômeno pode ser visualizado através da Figura 21, com os gráficos de pressão ao longo do duto para os cenários em questão.

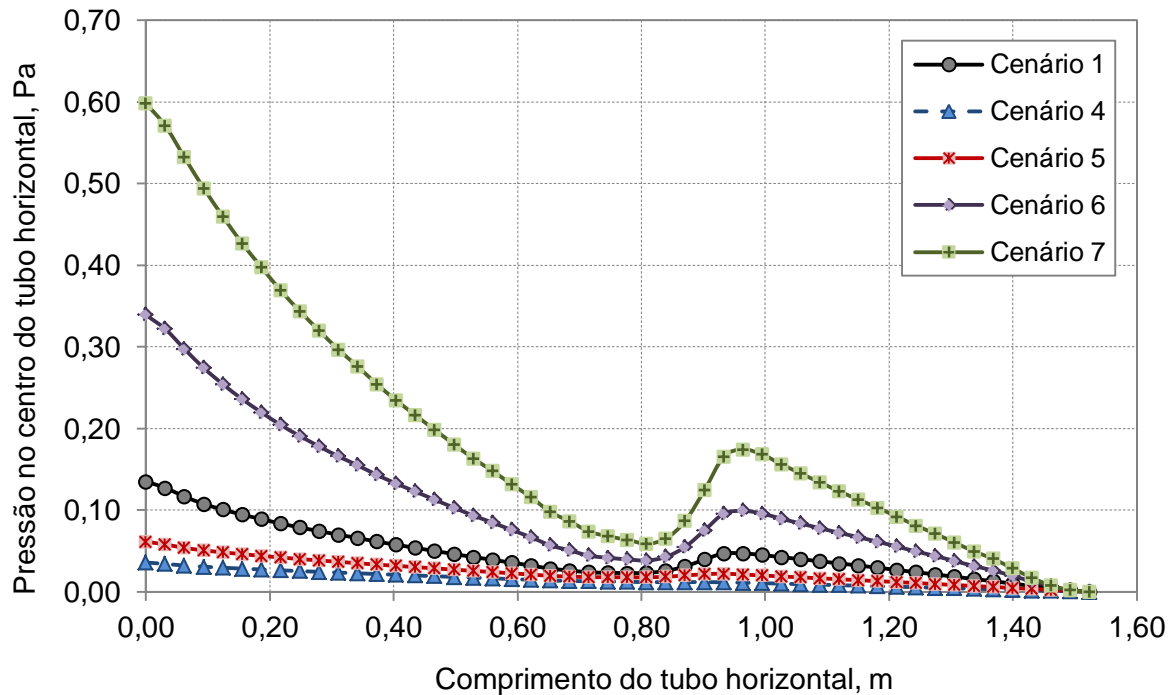


Figura 21 - Gráficos de pressão no centro do tubo horizontal, ao longo do comprimento, para variação da velocidade de injeção, no qual o cenário 1 corresponde à velocidade de 0,010 m/s, o cenário 4 à velocidade de 0,003 m/s, o cenário 5 à velocidade de 0,005 m/s, o cenário 6 à velocidade de 0,020 m/s e o cenário 7 à velocidade de 0,030 m/s.

A pressão é praticamente insensível a escoamentos de baixas velocidades, como se observa nas curvas dos cenários 4 e 5. Como dito anteriormente, a magnitude da perda de carga diminui com a velocidade de injeção, o que também está visível no gráfico. Nos cenários 6 e 7, a velocidade afeta decisivamente o perfil de pressão ao longo do duto, pois ocorre o aumento dos efeitos inerciais. A diminuição da velocidade a partir do sexto furo, ou seja, com o aumento da área, passa a se acentuar, dominando o perfil.

O perfil de velocidade através dos furos com a variação da velocidade de injeção pode ser melhor visualizado na Figura 22. A velocidade apresentada para cada grupo é uma média pelo número de furos presente no mesmo.

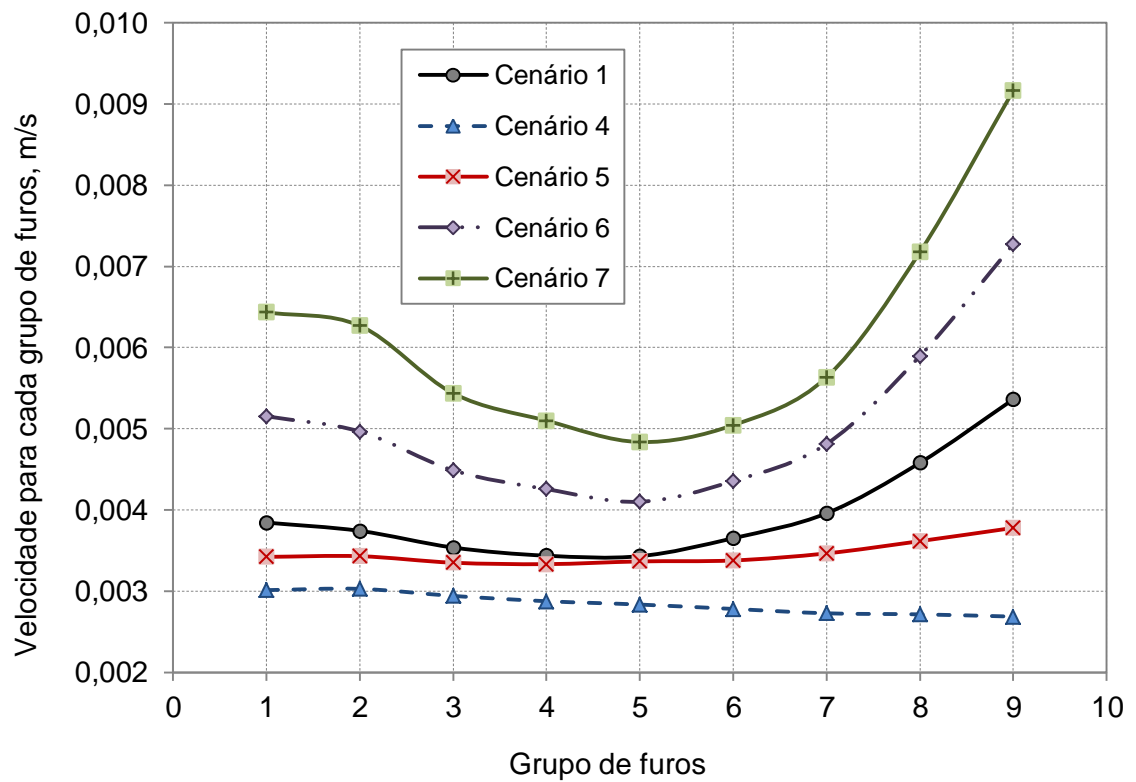


Figura 22 - Perfil de velocidade através dos furos, com a variação da velocidade de injeção, no qual o cenário 1 corresponde à velocidade de 0,010 m/s, o cenário 4 à velocidade de 0,003 m/s, o cenário 5 à velocidade de 0,005 m/s, o cenário 6 à velocidade de 0,020 m/s e o cenário 7 à velocidade de 0,030 m/s.

4 CONCLUSÕES PRELIMINARES

Dois efeitos ocorreram sobre os perfis estudados. O primeiro é o domínio da perda de carga e o segundo, que ocorre com maior intensidade a partir do sexto grupo de furos, é o domínio do aumento da área aberta ao fluxo. Os escoamentos com maiores vazões de injeção e menores viscosidades e massas específicas mostraram-se mais suscetíveis ao efeito do aumento do número de furos.

Com relação ao escoamento, têm-se os efeitos inerciais e viscosos, explicados pelo número de Reynolds. Os efeitos inerciais (Reynolds alto) exerceram maior influência no perfil de pressão no interior do tubo e de velocidade através dos furos. As curvas para os efeitos viscosos (Reynolds baixo) se assemelharam mais à curva do tubo sem furos.

Quando a viscosidade e a massa específica aumentam de forma excessiva, o escoamento torna-se relativamente mais não-uniforme. O mesmo acontece com a velocidade. Desta forma, os cenários correspondentes proporcionaram menor injetividade.

Este estudo realizou simulações de escoamentos laminares, não representando a maioria das aplicações práticas da indústria. Além disso, a geometria utilizada não está em conformidade com os *liners* encontrados nos campos, mas constitui uma base para a próxima etapa. As dificuldades encontradas permitirão o aperfeiçoamento da metodologia. Uma possível análise posterior seria a fixação na pressão da entrada.

5 CRONOGRAMA

O projeto será executado durante o período entre março e julho de 2019, seguindo-se o cronograma apresentado na Tabela 4.

Tabela 4 - Cronograma de execução do projeto.

Tarefa	Mês				
	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul
Revisão do estudo	X				
Pesquisa bibliográfica	X	X	X	X	
Correção da geometria	X				
Definição dos cenários		X	X	X	
Simulação			X	X	
Redação		X	X	X	X
Entrega e apresentação					X

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AMARAL, A. da S. et al. Equalization of the water injection profile of a subsea horizontal well: a case history. In: SPE INTERNATIONAL SYMPOSIUM AND EXHIBITION ON FORMATION DAMAGE CONTROL, 2008, Lafayette. **Anais...** Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2008. Paper 112283.

ANSYS. **Ansys Fluent theory guide**. 2013.

ART OF DIRECTIONAL DRILLING. **Types of directional well profiles**. 2015. Disponível em: <<https://directionaldrillingart.blogspot.com/2015/09/types-of-directional-well-profiles-in.html>>. Acesso em: 11 nov. 2018.

BERTULANI, C. **Propriedades de fluidos**. 1999. Disponível em: <http://www.if.ufrj.br/~bertu/fis2/hidrostatica/tabela_LIQ.html>. Acesso em: 23 jun. 2018.

BREKKE, K.; LIEN, S. C. New, simple completion methods for horizontal wells improve production performance in high-permeability thin oil zones. In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 1992, Washington. **Anais...** Richardson: Society of Petroleum Engineers, 1994. Paper 24762.

BRITISH PETROLEUM. **BP statistical review of world energy**. 67 ed. 2018. Disponível em: <<https://www.bp.com/content/dam/bp/en/corporate/pdf/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2018-full-report.pdf>>. Acesso em: 4 out. 2018.

BRITO, E. E. F. de. **Análise da trajetória de poços horizontais em reservatório de óleo pesado**. 2008. Dissertação (Mestrado em Ciência e Engenharia de Petróleo) – Programa de Pós-Graduação em Ciência e Engenharia de Petróleo, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal.

DIKKEN, B. J. Pressure drop in horizontal wells and its effect on production performance. In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 1989, San Antonio. **Anais...** Richardson: Society of Petroleum Engineers, 1990. Paper 19824.

FERNANDES, P. D.; SILVA, M. G. F. da; BEDRIKOVETSKY, P. Uniformização de escoamento em poços horizontais. **Boletim técnico da produção de petróleo**, Rio de Janeiro, v. 1, n. 1, p. 139-156, 2006.

FONSECA, C. E. da. **Análise do comportamento estrutural sob pressão externa de tubos expansíveis para poços de petróleo**. 2007. Dissertação (Mestrado em Ciências em Engenharia Oceânica) – Programa de Pós-Graduação de Engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro

FOX, R. W.; PRITCHARD, P. J.; MCDONALD, A. T. **Introdução à mecânica dos fluidos**. 7. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2010.

FRANÇA, M. R. **Análise estrutural de diferentes concepções de tubo para contenção de areia**. 2010. Monografia (Graduação em Engenharia de Petróleo) – Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

GUILHERMINO, B. A. de C. **Estudo da produtividade de poços horizontais**. 2013. Monografia (Graduação em Engenharia de Petróleo) – Escola de Engenharia, Universidade Federal Fluminense, Niterói.

INGLIS, T. A. **Directional drilling**. Londres: Graham & Trotman, 1987.

JOSHI, S. D. **Horizontal well technology**. Oklahoma: Pennwell, 1991. 535 p.

LANDMAN, M. J.; GOLDTHORPE, W. H. Optimization of perforation distribution for horizontal wells. In: SPE ASIA-PACIFIC CONFERENCE, 1991, Perth. **Anais...** Richardson: Society of Petroleum Engineers, 1991. Paper 23005.

MASSA, B. T. **Análise de colapso de tubos base de contenção de areia**. Monografia (Graduação em Engenharia de Petróleo) – Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

NO FRACKING WAY. **Hot rocks – radioactive shale drill cuttings**. 2013. Disponível em: <<http://www.nofrackingway.us/2013/07/04/hot-rocks-radioactive-shale-drill-cuttings/>>. Acesso em: 11 nov. 2018.

OLIVEIRA, T. J. L. de. MAGALHÃES, J. V. M. de. MARTINS, A. L. Aplicação de um simulador computacional de gravel pack em poços horizontais equipados com telas diversivas. In: BRAZILIAN CONGRESS OF THERMAL SCIENCES AND ENGINEERING, 11., 2006, Curitiba. **Anais...** Curitiba: Brazilian Society of Mechanical Sciences and Engineering, 2006.

OZKAN, E.; SARICA, C.; HACI, M. Influence of pressure drop along the wellbore on horizontal-well productivity. In: SPE PRODUCTION OPERATIONS SYMPOSIUM, 1993, Oklahoma. **Anais...** Richardson: Society of Petroleum Engineers, 1999. Paper 57687.

PENMATCHA, V. R.; ARBABI, S.; AZIZ, K. Effects of pressure drop in horizontal weels and optimum well lenght. In: SPE PRODUCTION OPERATIONS SYMPOSIUM, 1997, Oklahoma. **Anais...** Richardson: Society of Petroleum Engineers, 1999. Paper 57193.

PETROBRAS. **Relatório de tecnologia Petrobras 2013**. 2014. 74 p. Disponível em: <<http://www.petrobras.com.br/lumis/portal/file/fileDownload.jsp?fileId=8A8B2D164F32A6C1014FF50A6A817AB9>>. Acesso em: 15 abr. 2018.

ROCHA, L. A. S. et al. **Perfuração direcional**. 2. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2008.

ROSA, J. V. **Análise dos efeitos da queda de pressão em poços horizontais na produção de campos de petróleo**. 2017. Dissertação (Mestrado em Ciências e

Engenharia de Petróleo) – Faculdade de Engenharia Mecânica e Instituto de Geociências, Universidade Estadual de Campinas, Campinas.

SANSONI JUNIOR, U. **Simulação de escoamento em poços horizontais com completção não convencional**. 2015. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis.

SANTOS, L. A. dos. **Investigação das perdas de carga na técnica de furação diversiva para poços horizontais**. 2014. Monografia (Graduação em Engenharia de Petróleo) – Departamento de Engenharias e Tecnologia, Universidade Federal do Espírito Santo, São Mateus.

VALE, B. T. do. **Análise da variação de pressão no escoamento unidimensional no interior de poços horizontais**. 2010. Monografia (Graduação em Engenharia Mecânica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis.

VICENTE, R.; SARICA, C. ERTEKIN, T. Horizontal well design optimization: a study of the parameters affecting the productivity and flux distribution of a horizontal well. In: SPE ANNUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION, 2003, Denver. **Anais...** Richardson: Society of Petroleum Engineers, 2003. Paper 84194.