

UNIVERSIDADE SANTA CECÍLIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA MECÂNICA
MESTRADO EM ENGENHARIA MECÂNICA

LUCIENE DE ARRUDA BERNARDO

**ANÁLISE DA RUGOSIDADE DE TUBULAÇÕES FLEXÍVEIS DE INJEÇÃO DE
ÁGUA EM PROJETOS DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO**

SANTOS/SP

2016

LUCIENE DE ARRUDA BERNARDO

**ANÁLISE DA RUGOSIDADE DE TUBULAÇÕES FLEXÍVEIS DE INJEÇÃO DE
ÁGUA EM PROJETOS DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO**

Dissertação apresentada à Universidade Santa Cecília como parte dos requisitos para obtenção de título de mestre no Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, sob orientação do Prof. Me. Ivanildo Andreolli e coorientação do Prof. Dr. Aldo Ramos Santos.

SANTOS/SP

2016

Autorizo a reprodução parcial ou total deste trabalho, por qualquer que seja o processo, exclusivamente para fins acadêmicos e científicos.

Bernardo, Luciene de Arruda.

Análise da rugosidade de tubulações flexíveis de injeção de água em projetos de produção de petróleo/Luciene de Arruda Bernardo. 2016.

50 f.

Orientador: Ivanilto Andreolli.

Coorientador: Aldo Ramos Santos.

Dissertação (Mestrado) -- Universidade Santa Cecília, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Santos, SP, 2016.

1. Poços de injeção. 2. Linhas flexíveis. 3. Escoamento monofásico. 4. Rugosidade. 5. Tubulações corrugadas. I. Andreolli, Ivanilto, orient. II. Santos, Aldo Ramos, coorient. III. Análise da rugosidade de tubulações flexíveis de injeção de água em projetos de produção de petróleo.

Elaborada pelo SIBi – Sistema Integrado de Bibliotecas - Unisanta

*Dedico este trabalho à minha família,
mestres e a todas as pessoas que fizeram
parte direta ou indiretamente da minha
história.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço,

Aos meus pais, Tereza Cristina de Arruda Bernardo e Carlos Alberto Bernardo, pelo exemplo de vida, valores, virtudes e resiliência.

Aos meus avós Thereza De Maria de Arruda e Carlos Alberto de Arruda pela torcida a cada nova etapa superada e transmissão de boas vibrações.

Ao Prof. Me. Ivanildo Andreolli, pelo incentivo na escolha do tema de pesquisa, orientação bem como no direcionamento e contribuição neste processo de aprendizado.

Ao Prof. Dr. Aldo Ramos Santos pela disponibilidade, orientação e atenção ao longo desta jornada.

Ao aluno Max William Tocantins, de iniciação científica, pela parceria e apoio no estudo em questão.

Aos Profs. Mauro Ricci e Russell Nieto, e ao aluno Rodrigo Henrique Ruschel nas traduções e revisões do idioma inglês.

Ao Prof. João Inácio da Silva Filho pela assessoria na formatação do texto.

A Empresa Petróleo Brasileiro S.A. pela autorização e disponibilização dos dados reais de poços para que este estudo pudesse vir a ser realizado.

*"A arte de escutar é como uma luz
que dissipa a escuridão da ignorância".*

Dalai Lama

RESUMO

No desenvolvimento da produção de campos de petróleo, a consideração de poços injetores se faz necessária visto o interesse no balanço de massa no meio poroso e o aumento do fator de recuperação de óleo. No cenário brasileiro de produção, parte dos poços injetores são de água, e durante a modelagem desse escoamento, mesmo que monofásico, algumas incertezas estão presentes associadas à determinação da rugosidade da tubulação flexível utilizada. Nesses sistemas submarinos podem ser utilizadas estruturas cuja camada interna seja corrugada ou lisa. Mesmo em caso desta ser lisa, ainda assim, pode apresentar durante o processo de fabricação alguma superfície rugosa. Para ambos os casos é necessária a avaliação da rugosidade efetiva embora, por vezes, esta não seja informada pelo fabricante ou ainda seja de difícil determinação. Este trabalho fez uma abordagem do escoamento em poços injetores de água em sistemas de produção de petróleo e, por meio de dados medidos em campo, foi determinada a rugosidade efetiva da tubulação. Os resultados foram confrontados com as rugosidades utilizadas normalmente em projetos de injeção, conforme recomendação da norma API RP 17B, bem como, com estudos numérico-experimentais realizados recentemente no Brasil. Os resultados mostraram que a correta consideração da rugosidade pode refletir na redução do quantitativo de poços a serem perfurados e, por consequência, nos custos dos projetos de injeção e desenvolvimento da produção. Este estudo foi publicado na revista científica *Journal of Petroleum Science and Engineering* e é apresentado no capítulo 2 como parte desta dissertação.

Palavras-chave: Poços de injeção. Linhas flexíveis. Escoamento monofásico. Rugosidade. Tubulações corrugadas.

ABSTRACT

Production development in oilfields must consider the injection wells as it interests the mass balance within a porous environment and an oil recovery factor increase. In a Brazilian production scenario, many of these injection wells were developed to inject water, and during the flow modeling, even single-phase flow, it remains some uncertainties mainly regarding the roughness determination within flexible pipes. Submarine systems are often projected by using structures with an internal layer that can be rather rough bore or smooth bore. Smooth bore pipes can also present an internal layer with a certain roughness level, generated during the manufacturing process. For both cases an effective roughness evaluation is necessary due to its hard determination or lack of information by the manufacturer. This study has an approach to the flow modeling within water injection wells under petroleum production systems, furthermore, through experimental data measured in field it was possible to determine the pipeline effective roughness. The results were confronted with other roughness values used for injection projects, as well as numerical-experimental studies recently performed in Brazil. The results showed that should a correct roughness value be determined it can impact on a significant decrease on the amount of drilled wells and as a consequence, it might reduce the costs of injection and production development projects. This study was published in the Journal of Petroleum Science and Engineering and is presented in Chapter 2 as part of this Master's dissertation.

Keywords: Injection wells. Flexible pipes. Monophase flow. Roughness. Corrugated pipelines.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Layout de um sistema submarino de produção.....	14
Figura 2 - Croqui de um sistema de injeção simplificado.	16
Figura 3 - Linha flexível de parede rugosa.	18
Figura 4 - Tubulação flexível com camada interna lisa.....	19
Figura 5 - Tubulação flexível com a camada interna corrugada	20

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

A	Área
ANM	Árvore de natal molhada
API	<i>American Petroleum Institute</i>
ASP	Álcali-Surfactante-Polímero
D - ID	Diâmetro interno
E&P	Exploração e Produção
f	Fator de fricção
g	Aceleração da gravidade
g ₀	Gravidade ao nível do mar na latitude do equador
L	Comprimento
P _{ANM}	Pressão na árvore de natal molhada
P _B	Pressão nas bombas da plataforma
P _e	Pressão externa
P _i	Pressão interna
P(i)	Número de pontos experimentais avaliados em campo
Q	Vazão volumétrica
R	Raio da terra
Re	Número de Reynolds
t	Tempo
UEP	Unidade estacionária de produção
V	Velocidade
WAG	<i>Water-Alternate-Gas</i>
WCT	<i>Wet Christmas Tree</i>
Z	Altitude local
β	Fator que considera achatamento e aceleração centrípeta da Terra
ε	Rugosidade
λ	Latitude local

ρ	Massa específica
τ_w	Tensão de cisalhamento

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	13
1.1. Sistema de injeção	14
1.2. Tubulações flexíveis	16
1.3. Escoamento através de tubulações flexíveis.....	19
1.4. Relevância do tema.....	22
1.5. Objetivo geral	24
1.6. Objetivos específicos.....	24
2. ARTIGO CIENTÍFICO	26
3. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	44
3.1 Conclusões.....	44
3.2 Recomendações.....	45
4. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	46

1. INTRODUÇÃO

A maior parte do petróleo brasileiro é produzido em ambiente *offshore* onde também se concentram atualmente as áreas mais promissoras incluindo o pré-sal. Para a produção em ambiente *offshore* são requeridos uma série de equipamentos e linhas submarinas de forma a escoar a produção do meio poroso (onde se encontra o petróleo *in natura*) até as facilidades de processamento na plataforma *offshore*. É na plataforma que os fluidos são separados nas correntes: água, óleo e gás, estes são tratados, armazenados e a água produzida é descartada no mar. O óleo produzido por sua vez, pode ser exportado por meio de navios aliviadores ou ainda por sistemas de oleodutos, enquanto que a corrente de gás é escoada por meio de gasodutos até a costa litorânea ou através de navios gaseificadores. Além da produção do petróleo, existe a necessidade de injeção de fluidos no meio poroso para reduzir a taxa de declínio da pressão e, conseqüentemente, aumentar os volumes recuperados do reservatório (ROSA et al., 2006).

Um desenho esquemático é apresentado na figura 1, com um exemplo de *layout* de um sistema submarino, o qual permite a elevação e escoamento dos fluidos produzidos por meio de tubulações e acessórios e, ou, a injeção de fluidos no meio poroso a partir da plataforma. O sistema de produção apresentado na figura 1 é simplificado e omite as diversas variantes que existem de *layout* submarino, como a utilização de *manifolds* de injeção de água.

Observando a figura 1, é notável a necessidade de diversos equipamentos e linhas submarinas para a produção de petróleo e um dos principais equipamentos que compõe esse sistema é a árvore de natal molhada (ANM). Esse equipamento é instalado na cabeça do poço e consiste em um conjunto de válvulas para controle da produção e/ou injeção de fluidos, a fim de garantir a segurança das operações do poço. A partir da ANM, são interligadas tubulações que permitem a elevação dos fluidos produzidos para a plataforma ou a injeção de fluidos no reservatório. É por meio da ANM que a coluna de produção ou coluna de injeção é conectada. Essa tubulação tem início no fundo do poço, onde se situa o reservatório de petróleo e término na ANM. A continuidade do fluxo até a plataforma ou da plataforma até a ANM é realizada por meio de uma linha de produção ou injeção. Como será visto adiante, as diversas linhas submarinas necessitam ser dimensionadas quanto à capacidade ao escoamento, seja em função da produção, injeção ou exportação de fluidos.

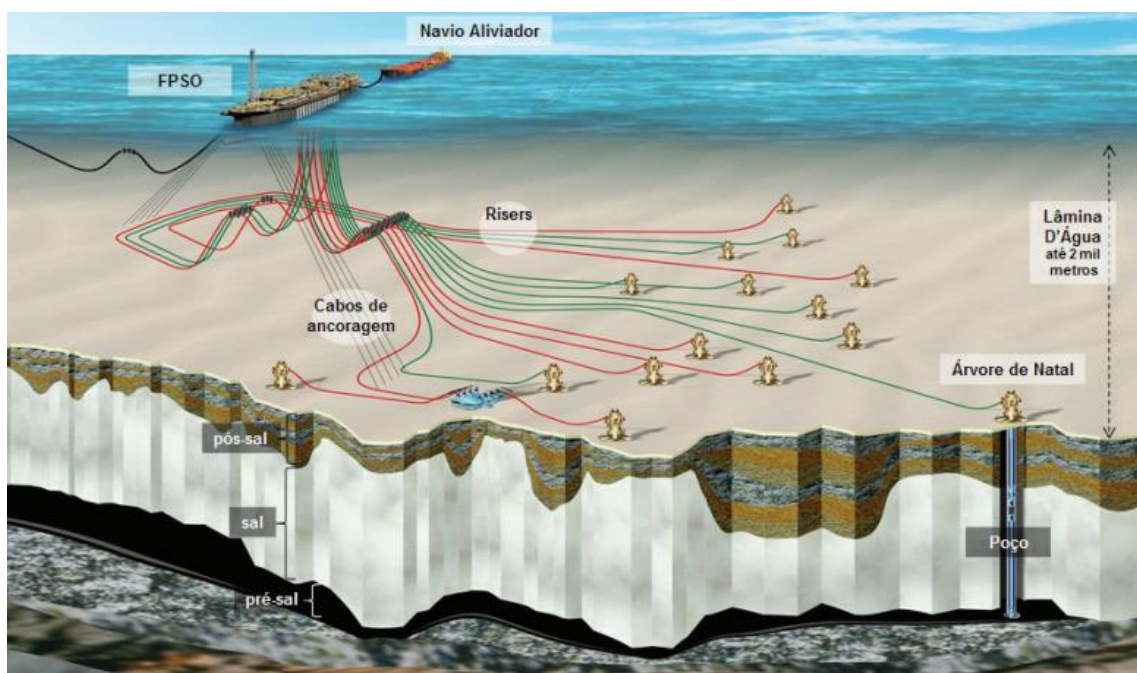


Figura 1 - Layout de um sistema submarino de produção.

Fonte: PETROBRAS (2014).

1.1. Sistema de injeção

O interesse econômico em projetos de desenvolvimento da produção de petróleo está nos poços produtores, os quais têm como foco produzir petróleo, mas é também fundamental que seja dimensionado adequadamente o sistema de injeção de fluidos no reservatório. O sistema de injeção tem impacto direto na curva de produção ou nos volumes recuperáveis do meio poroso (CRAFT e HAWKINS, 1959; MITCHELL e BOWYER, 1986). À medida que os fluidos são produzidos, pelo sistema submarino, pode ocorrer uma redução da energia de pressão contida no reservatório, resultado principalmente da retirada de massa dos fluidos existentes no meio poroso (ROSA et al., 2006). Em função desta perda de energia, ocorre um decréscimo da pressão do reservatório ao longo da vida produtiva do campo, caracterizado como depleção, e por consequência, resulta em um impacto negativo em termos de redução da produtividade dos poços. A queda acentuada da pressão no meio poroso pode acarretar problemas diversos na produção do campo e uma das consequências é a redução dos volumes recuperáveis de hidrocarbonetos. Como forma de suplementar, artificialmente, a energia inicialmente existente no reservatório, denominada como primária, sistemas de injeção de fluidos são projetados, com poços e tubulações dedicadas para este fim. Devem ser avaliados os esquemas de injeção dos fluidos no

topo, base ou áreas periféricas ao reservatório, assim como as malhas de produção e injeção, a fim de retardar ou ainda mitigar que a frente de fluido injetado atinja o poço produtor.

De acordo com Rosa et al. (2006), devem ser avaliadas as possibilidades de maximização da produção do volume adicional de petróleo, o uso do menor volume possível de fluido a ser injetado no meio poroso bem como a estimativa do maior tempo de permanência deste no reservatório. Fatores associados ao interesse na aceleração da produção ou ainda na redução da velocidade de declínio natural do reservatório, podem também justificar o interesse pela implementação de um sistema de recuperação dessa energia de pressão do meio poroso (CRAFT e HAWKINS, 1959; ROSA et al., 2006).

Diferentes métodos para aumentar a recuperação do óleo no meio poroso são encontrados na literatura específica. Alguns desses métodos podem aproveitar parte das frações produzidas para reinjeção ou até mesmo utilizar a água do mar, como o caso da injeção de água, de CO₂ e WAG (*Water-Alternate-Gas*) com injeção alternada de frentes de água e gás (ANDREOLLI e BERNARDO, 2016; RAVAGNANI, 2007). Outros métodos classificados como especiais podem também auxiliar neste fim, como a: solução ASP (Álcali-Surfactante-Polímero), injeção de vapor de água, solução micelar, entre outros (ROSA et al., 2006). Dentre os métodos existentes de recuperação secundária, o método convencional mais utilizado de acordo com Ahmed e Meehan (2011), é a injeção de água, cujos principais efeitos consistem no deslocamento do óleo pela frente de água injetada e a manutenção da pressão do reservatório (AHMED, 2006; DAKE, 2001; CRAIG JR., 1971; WILLHITE, 1986).

O sistema mais comum de injeção de água em campos produtores no mar é formado por poço satélite com tubulações submarinas flexíveis, embora também existam sistemas que adotam a injeção por meio de *manifold*. A figura 2 apresenta um croqui de um poço injetor satélite o qual é constituído de um trecho flexível em catenária denominado de *riser*, um trecho flexível no leito submarino denominado de *flowline* e um trecho de coluna de injeção formado por tubulação rígida.

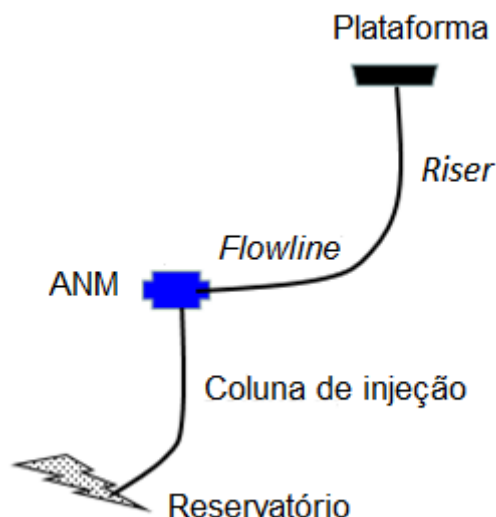


Figura 2 - Croqui de um sistema de injeção simplificado.

Fonte: ANDREOLLI (2016).

Na análise da capacidade de um sistema de injeção, como apresentado na figura 2, deve-se avaliar o sistema de bombeio situado na plataforma, as perdas de cargas no sistema de tubulações e a própria injetividade da rocha permoporosa. Para avaliar a injetividade da rocha são utilizados simuladores de fluxo em meio poroso, além de diversas fontes de informação de campo. Quantitativamente a injetividade do meio poroso é estimada por um índice denominado de índice de injetividade o qual é definido como a vazão injetada do fluido por unidade de pressão (MITCHELL e BOWYER, 1986). Valores típicos desse índice encontrado em bons reservatórios brasileiros são acima de 70m³/d/bar. No fluxo em tubulações são utilizados simuladores hidrodinâmicos para determinar as perdas de carga do sistema de injeção. De posse das informações de injetividade, da capacidade do parque de bombas e das perdas de carga do sistema de escoamento são determinadas as vazões dos poços injetores. Nesse processo existem diversas incertezas que devem ser consideradas e a redução dessas podem trazer benefícios significativos ao projeto em termos de redução dos custos e na melhor previsão da curva de produção do campo visto a influência direta dos poços injetores.

1.2. Tubulações flexíveis

De acordo com Sousa (2005), as tubulações flexíveis utilizadas para o escoamento dos fluidos, entre a UEP (unidade estacionária de produção) e ANM

consistem em uma estrutura composta por múltiplas camadas metálicas e de polímeros. O trabalho conjunto dessas camadas permite a estanqueidade e a resistência mecânica, sem impactar na flexibilidade, por vezes, necessária no caso dos sistemas de produção e injeção em ambiente *offshore* (SOUSA, 2005).

O uso dessas tubulações flexíveis torna-se interessante, do ponto de vista da engenharia submarina, em função da boa flexibilidade, pois viabilizam alternativas ao *layout* submarino, permitem a antecipação do projeto, mesmo que com poucos dados em relação às condições meteoceânicas e de solo. Quando no assentamento no leito marinho, não apresentam tanta criticidade em relação às tubulações rígidas. Em caso de movimentação da UEP, devido à ação das ondas por correntes marítimas, os movimentos de *heave* podem provocar um deslocamento na direção vertical da embarcação. Segundo Pereira (2011), os deslocamentos na direção vertical da embarcação devem ser considerados um parâmetro crítico no projeto dos *risers*, visto que os movimentos excessivos podem gerar fadiga e desacoplamentos das linhas na ANM, apesar das estruturas flexíveis serem complacentes e possuírem a capacidade de se adaptar a esse cenário. Tais estruturas permitem ainda o prático manuseio tanto para armazenamento em bobinas, quanto nas etapas de instalação e transporte. As desvantagens em seu uso estão associadas ao elevado preço de mercado devido a um restrito grupo de empresas fornecedoras e por ainda requerer estudos de utilização em lâminas d'água ultra profundas e grandes diâmetros.

Em geral, as tubulações flexíveis são customizadas mediante às condições e especificidades de cada projeto, em decorrência das variações que podem existir no número de camadas concêntricas ao redor do aço assim como de suas espessuras. A norma API RP 17B (2014) estabelece que esses dutos devem combinar baixa rigidez de flexão associada à alta rigidez axial de tração. Para tanto, as tubulações flexíveis devem ser constituídas por camadas independentes com reforços helicoidais e de vedação de polímero.

A figura 3 apresenta uma estrutura “típica”, de tubulação flexível. A camada mais interna da estrutura apresentada consiste em uma carcaça metálica intertravada, com pequenos passos e folgas em seu intertravamento, assegura a resistência aos esforços de compressão radial, evita o colapso hidrostático, em função de uma eventual descompressão rápida que possa existir no sistema e ainda viabiliza a passagem de pigs instrumentados ou de limpeza. As linhas flexíveis que contém esta camada mais interna são conhecidas como de parede rugosa (API, 2014) e utilizadas

em grandes profundidades, as quais serão posteriormente abordadas nesta seção. A depender das características físico-químicas dos fluidos escoados em seu interior diferentes tipos de aço podem ser utilizados (SOUSA, 2005).

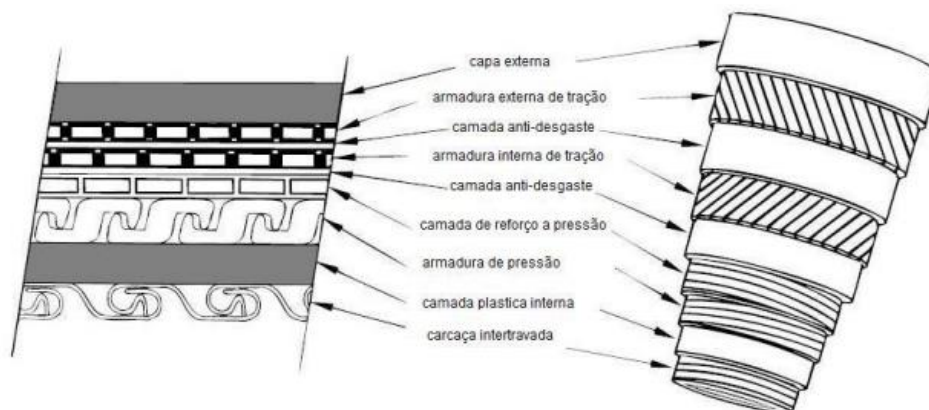


Figura 3 - Linha flexível de parede rugosa.

Fonte: API RP 17B (2002).

A camada plástica interna ou camada polimérica de pressão interna consiste em prover estanqueidade interna, como uma barreira de pressão, evitando assim que o fluido permeie entre as camadas. Esta deve resistir ao ataque químico e à corrosão, a depender da finalidade de transporte adotada.

Já a armadura de pressão, provê a resistência mecânica na direção axial do tubo e à pressão interna. A camada de reforço à pressão, pode ser considerada como uma armadura metálica que fornece resistência mecânica adicional na direção radial, reduzindo a carga sobre a armadura de pressão e a carcaça intertravada (SOUSA, 2005). Na camada anti-desgaste, podem ser utilizados polímeros para diminuição do desgaste por fricção que possa ocorrer entre as outras camadas adjacentes a esta (XAVIER, 2009).

As armaduras internas e externas de tração são também acrescidas para prover resistência mecânica na direção axial. Também podem ser utilizados um conjunto de fitas de alta resistência, tanto no *riser* quanto na *flowline*, que além de proporcionar resistência mecânica na direção radial, impedem eventuais folgas ou ainda o desarranjo na armadura de tração (BICUDO, 2009; API, 2014). Devido aos esforços de compressão axial cada vez maiores sobre as linhas flexíveis, em decorrência da produção de petróleo em águas cada vez mais profundas, a expansão radial excessiva dos arames, utilizados nas armaduras de tração, podem ocasionar

instabilidade e o problema operacional denominado como “gaiola de passarinho” ou *birdcaging* (SOUSA, 2005; XAVIER, 2009).

A última camada do tubo indicada na figura 3 representa a capa externa, que segundo Sousa (2005) consiste em uma capa plástica externa às demais camadas do tubo, a qual tem por finalidade proteger a estrutura contra: corrosão, abrasão e danos externos como também auxilia no isolamento térmico da linha.

1.3. Escoamento através de tubulações flexíveis

Existem no mercado dois tipos de tubulações flexíveis que são utilizadas na indústria de petróleo para produção ou injeção de fluidos: a tubulação com carcaça interna, também denominada de “*rough bore*” ou superfície rugosa e a tubulação com superfície interna não metálica, em geral de materiais poliméricos, também denominada de “*smooth bore*” ou superfície lisa. Essas são as denominações da norma API RP 17B (2014) a qual traz recomendações práticas para projeto de tubulações flexíveis, inclusive indicando valores recomendáveis para as rugosidades das superfícies internas para o dimensionamento quanto à capacidade ao escoamento. A figura 4 apresenta um exemplo de tubulação flexível do tipo lisa onde se nota que a superfície interna (cujo fluido a ser escoado estará em contato), é de polietileno.



Figura 4 - Tubulação flexível com camada interna lisa

Fonte: Rodrigues e Sudaia (2013).

Essa superfície é designada de lisa, embora exista rugosidade microscópica que acarretam perdas de carga além das próprias imperfeições no processo de fabricação. Essas superfícies são utilizadas principalmente em sistemas de injeção de água cuja premissa de projeto indica que a tubulação sempre estará preenchida com este fluido e assim não estando sujeita aos esforços devido as pressões externas da coluna de

água do mar. A norma API RP 17B (2014) recomenda que esta estrutura seja adotada também para projetos em que não há previsão de escoamento de gás.

É mais comum, no entanto, na indústria de petróleo a utilização de tubulações flexíveis do tipo “*rough bore*”. A figura 5 apresenta uma estrutura desse tipo. A diferença fundamental entre essa estrutura e a lisa é a existência da carcaça interna cuja função é resistir ao colapso devido à pressão externa da coluna de água do mar (BECTARTE et al., 2011). São estruturas utilizadas em sistemas de produção de petróleo, sistemas de injeção de gás e de injeção de água. Especificamente nos sistemas de injeção de água, tema desse estudo, essas estruturas são também interessantes porque nem sempre é possível garantir que a linha ficará ao longo da vida útil cheia de água. Em um cenário de depleção do reservatório (queda excessiva da pressão), a própria hidrostática da coluna de água pode promover a injeção de parte do fluido da linha o que implicaria em pressões externas maiores que as pressões internas sendo necessária a carcaça interna.

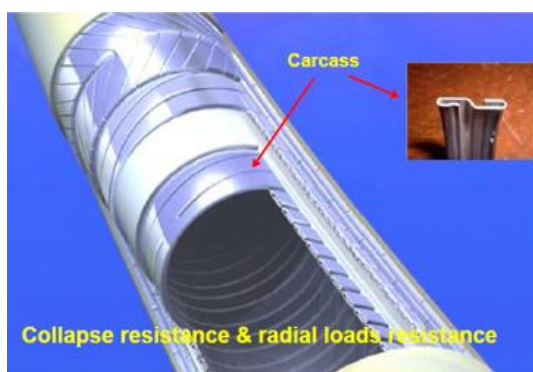


Figura 5 - Tubulação flexível com a camada interna corrugada

Fonte: TECHNIP (2015).

Ao observar a figura 5, nota-se que a superfície interna da tubulação apresenta cavidades oriundas do processo de fabricação. Essas cavidades interferem em um dos parâmetros necessários para determinação da perda de carga do escoamento acarretando incertezas na modelagem do fluxo. Esses elementos rugosos intensificam o nível de turbulência no escoamento tornando o dimensionamento do sistema complexo, conforme mostrado por Stel et al. (2010). No entanto, na indústria é importante o desenvolvimento de modelos mais simples que possam ser utilizados nos estudos rotineiros sobre escoamento, mas que consigam representar o comportamento físico dos sistemas reais de campo dentro de um nível de incerteza

tolerável. Mesmo para superfícies lisas, conforme designação da norma API RP 17B (2014), figura 4, existem incertezas sobre a real rugosidade, tendo em vista ranhuras existentes no material. Formas de determinar esse parâmetro, com o intuito de reduzir as incertezas na sua estimativa, foram objeto desse estudo e será visto na sequência.

Como já visto anteriormente, é importante a injeção de fluidos no reservatório para reduzir a taxa de declínio da pressão no meio poroso. Os poços são distribuídos em uma rede, levando-se em consideração a heterogeneidade do reservatório e a cota de injeção de cada poço, sendo que essa cota é função do índice de injetividade, das perdas de carga das tubulações e do sistema de bombeio. Com relação às tubulações submarinas, devido às diversas vantagens das tubulações flexíveis, incluindo as facilidades de instalação, essas são muito utilizadas nos sistemas de injeção principalmente as corrugadas. Na fase de projeto é necessário determinar a capacidade de escoamento dos sistemas de injeção que passa pela determinação da perda de carga nessas tubulações.

Especificamente quando são utilizadas tubulações corrugadas, devido ao processo de fabricação dessas tubulações, formam-se cavidades as quais representam, na prática, elementos macroscópicos de rugosidades que interferem diretamente no escoamento, mesmo quando o fluido é água. Essas cavidades representam elementos macroscópicos de superfície incorporados a estrutura interna que ficam expostos ao escoamento. Tais elementos não são a rugosidade natural do material, mas sim uma rugosidade artificial, macroscópica e regularmente distribuída, denominada de rugosidade discreta. A consideração de modelos unidimensionais para o dimensionamento do sistema de injeção em tais estruturas é uma simplificação que é interessante para aplicações industriais, porém, é necessário incorporar a influência desses macro elementos rugosos na modelagem.

Tubulações consideradas lisas (sem carcaça interna) também são utilizadas para injeção de água e, embora sejam estruturas cuja rugosidade é microscópica, existem também incertezas no real valor a ser considerado que reflete nas perdas de cargas observadas em campo (API, 2014; YIN et al., 2014).

Um balizador para projetos de tubulações flexíveis é a norma API RP 17B (2014) que indica, para tubulações corrugadas, a utilização da fórmula prática $ID/250$, (sendo ID o diâmetro interno) e para tubulações *smooth bore* o valor de rugosidade de 0,005mm. Esses valores são considerados conservadores pela própria norma e desvios significativos, podem existir devido aos diversos fatores que influenciam na

rugosidade efetiva da tubulação, citados anteriormente no texto, bem como pequenas ranhuras oriundas do processo de fabricação. Devido às incertezas da determinação da rugosidade efetiva em tubulações flexíveis, é comum considerar nos projetos a rugosidade, como sendo ID/250, tanto para tubulações *smooth bore* como para tubulações *rough bore*, embora estudos recentes apontem que essa metodologia é inadequada inclusive para linhas *rough bore* (STEL et al., 2010). Portanto, no projeto de escoamento dessas estruturas deve-se considerar as incertezas existentes na rugosidade ao se considerar a modelagem unidimensional. Métodos que consigam reduzir essas incertezas podem trazer benefícios ao projeto em termos de redução dos custos e uma melhor previsibilidade da curva de produção.

1.4. Relevância do tema

A indústria de petróleo está em franca expansão no país, vide as descobertas recentes no pré-sal. Nessa expansão, uma significativa quantidade de tubulações será utilizada para o desenvolvimento da produção dessas descobertas e a redução das incertezas na modelagem na fase de projeto é fundamental não só para uma melhor estimativa da curva de produção, mas também para uma redução dos custos dos projetos.

Essas incertezas estão presentes nas diversas disciplinas que atuam em conjunto para a obtenção da curva de produção do campo de petróleo o que inclui a disciplina de escoamento em tubulações. Especificamente no projeto do sistema de injeção existe a necessidade de se projetar sistemas de injeção de água, gás ou outro fluido qualquer para o gerenciamento do reservatório. Face às particularidades das tubulações flexíveis utilizadas, das considerações da própria norma API RP 17B quanto às possíveis incertezas de superestimação do parâmetro da rugosidade bem como dos elevados investimentos nos projetos de desenvolvimento de um campo de produção de petróleo, mostra-se relevante a pesquisa quanto à discussão da rugosidade a ser adotada nos projetos.

A rugosidade das tubulações flexíveis utilizadas na indústria de petróleo, principalmente em estruturas corrugadas, é de fato um parâmetro de grande incerteza, conforme apontado na literatura pela própria norma API RP 17B (2014) e de um estudo recente, embora em aparato de laboratório, realizado por Stel et al. (2010). Neste estudo foram testadas algumas estruturas flexíveis corrugadas em laboratório e utilizado um modelo de turbulência tridimensional para avaliar a influência da

turbulência ocasionada pelas cavidades (macro rugosidade) na perda de carga, e obter modelos simplificados unidimensionais. Este trabalho tem bastante relevância para a indústria de petróleo, porém mais pesquisas são necessárias para validação dos resultados em escala de campo. Na literatura são também encontrados vários estudos em superfícies corrugadas em placas planas ou sistemas de haletas aplicáveis a trocadores de calor como em Djenidi et al. (1994), Sutardi e Ching (2003), Jiménez (2004) e Chang et al. (2006). Nesses sistemas os resultados, em geral, indicam um aumento das perdas de carga devido aos macro elementos rugosos, embora também sejam apontados resultados controversos como em Chen et al. (1986) o que indica necessidade de maior investigação.

As incertezas na determinação da rugosidade das linhas de injeção de água podem acarretar desvios significativos no escoamento, representando imprecisões e maiores custos no desenvolvimento da produção de campos de petróleo. Por exemplo, uma superestimativa da perda de carga pode indicar a necessidade de mais poços injetores no desenvolvimento da produção do campo aumentando os custos do projeto. Uma subestimativa pode acarretar em uma menor capacidade de injeção e em um declínio mais acentuado da pressão do reservatório e isso reflete em uma curva de produção inferior em termos de volume de óleo produzido. Esses desvios têm se tornado ainda mais relevantes com o advento das novas descobertas na fronteira do pré-sal. Isso se deve aos bons reservatórios cuja capacidade de injeção (refletida pelo índice de injetividade) é bem superior aos reservatórios do pós-sal, correspondendo assim, em maiores vazões de injeção e em maior perda de carga por atrito.

Assim, pesquisas que consigam reduzir as incertezas na modelagem da fricção em tubulações flexíveis podem trazer significativos benefícios econômicos aos projetos de desenvolvimento da produção de petróleo no E&P. Essas pesquisas podem utilizar inclusive informações de campo em sistemas reais de injeção que estão em operação. Devido aos valores envolvidos nos projetos de E&P e das questões de segurança operacional, os sistemas de escoamento são monitorados em tempo real por meio de sensores instalados normalmente no fundo do poço, na ANM e na plataforma. Esses sensores se constituem indiretamente de fontes de informação valiosas, por meio das quais pode-se obter dados da perda de carga por trecho. Através, por exemplo, de sensores instalados na ANM e na plataforma pode-se medir a perda de carga nesse trecho de tubulação o qual é constituído por linha flexível,

onde existem incertezas na estimativa da rugosidade. Como existem diversos sistemas de injeção em operação nas empresas de petróleo, pode-se estimar a rugosidade efetiva dessas estruturas através desses sensores. Em outras palavras, existe um laboratório em campo para determinar as rugosidades reais desses sistemas e utilizá-las em novos projetos, porém, se faz necessária na indústria uma metodologia simples para tal estimativa. Uma metodologia que possa incorporar as informações de rugosidade mantendo a análise unidimensional é fundamental e essa foi a proposta desse estudo.

Os resultados dessa pesquisa de mestrado foram publicados em uma importante revista científica da área de Engenharia Mecânica - *Journal of Petroleum Science and Engineering* em 2016. Além disso, esses resultados já vêm sendo utilizados nos novos projetos de poços injetores do pré-sal pela Petrobras. Esses aspectos também mostram a relevância do tema e a importância do estudo para as áreas de Engenharia Mecânica e de Petróleo, embora as próprias conclusões do artigo indiquem a necessidade de mais pesquisas, incorporando novos dados de campo, para reduzir ainda mais as incertezas nos projetos de escoamento em tubulações flexíveis.

Conforme regimento do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da Unisanta, é aceito, como parte da dissertação artigos científicos publicados em revistas relevantes para a área em que o autor principal seja o mestrando. Assim, se constitui de parte dessa dissertação o artigo na versão final submetida à revista científica o qual está inserido no capítulo 2 dessa dissertação.

1.5. Objetivo geral

Este trabalho teve como objetivo geral avaliar a rugosidade de tubulações flexíveis utilizadas em poços injetores de água em projetos de produção de petróleo.

1.6. Objetivos específicos

Como objetivos específicos deste trabalho apresentam-se:

- O desenvolvimento de uma proposta de metodologia para a determinação da rugosidade média de tubulações flexíveis, corrugadas e lisas, a partir da equação clássica da quantidade de movimento em regime permanente unidimensional;
- A análise comparativa entre os dados de campo de algumas estruturas

flexíveis frente os dados recomendados para uso em projeto pela norma API;

- A comparação dos dados dessas estruturas flexíveis com os dados obtidos recentemente em aparatos experimentais;
- A determinação de novos valores de rugosidades para tubulações flexíveis corrugadas e lisas;
- A avaliação dos ganhos potenciais em projetos de desenvolvimento de produção quando na adoção de dados mais confiáveis de rugosidades de estruturas flexíveis.

2. ARTIGO CIENTÍFICO

ROUGHNESS ANALYSIS WITHIN FLEXIBLE WATER INJECTION PIPES IN PETROLEUM PRODUCTION PROJECTS

ABSTRACT

In petroleum production projects it is important to consider injection wells in order to promote the mass balance of the porous environment and increase the recovery factor of petroleum. Some of the injection wells are utilized to inject water, especially in the Brazilian scenario of petroleum production. There are some uncertainties regarding the flow modeling, mainly associated with the inner wall roughness determination of flexible pipes whose manufacturing process can originate a corrugated surface or surfaces that are not informed by the manufacturer or are hard to determine. This study takes an approach to water injection well modeling in petroleum production systems and how, through the flow data measured in the field, the pipe inner wall roughness is determined. These results are analyzed with other values of roughness that are normally utilized at wells of water injection in flexible flowlines and numerical-experimental results recently observed in Brazil. The results show that an accurate consideration of the roughness value can bring significant benefits to reducing the costs of injection well projects.

1. INTRODUCTION

In flow projects there are usually some uncertainties that must be estimated in pipeline projects. In the case of water flow, the fluid is Newtonian, with low viscosity, and practically incompressible. Therefore, water flow problems are well known and uncertainties are low, though there might be uncertainties related, mainly to roughness in water injection wells in the petroleum industry according to Stel et al. (2010).

Isothermal flow can be adopted for many single-phase flow problems, even when there is some temperature variation. Particularly for water flow in injection wells there is a Newtonian fluid with low viscosity. In this scenario, although the flow may not usually be isothermal, such hypothesis can be adopted because the flow is commonly quite turbulent. With a very turbulent flow the pressure drop does not depend on viscosity, consequently, a variation of viscosity with temperature, by and large, can be disregarded when calculating the pressure drop (Andreolli et al., 2015; Bobok et al., 1996).

Besides viscosity, the density is also important for water flow, which also depends on pressure and temperature. This is a low dependency, and the hypothesis of incompressible flow is usually taken into consideration, which incurs minor errors and leads to considerable simplification in simulations. In more precise studies pressure and temperature corrections can be considered, as proposed by Spivey et al. (2004) and Fine and Millero (1973).

The Moody (1944) diagram is used to determine the pressure drop through friction, as it depends on several parameters, roughness being one of them. In cases of a turbulent flow, uncertainties regarding fluid properties that can change the Reynolds number have little relevance on the pressure drop (Andreolli et al., 2015), whereas uncertainties regarding the roughness value have a direct impact on the friction factor (Farshad et al., 2001; Moody, 1944; Samadianfard, 2012). In several water injection pipelines, the internal surface is made of polyethylene, designated by API 17B (2014) as smooth bore.

For water injection pipelines and petroleum production, internal stainless steel carcass layer pipes – called rough bore or corrugated tube, as specified in API 17B (2014) – are used. Flexible pipes with internal steel carcass layers are used for submarine flowlines, in which internal pressure may become lower than the external one, so the carcass layer is made to withstand the sea water hydrostatic pressure and avoid the pipelines from collapsing (API, 2014). However, the flow inside corrugated pipelines is generally subjected to an increase in pressure drop and turbulence when compared to a normal flow observed in non-corrugated tubes. There are also some uncertainties regarding the effective roughness to be considered in these pipeline projects.

Pioneer studies that observed the influence of roughness on the pressure drop of pipelines were presented by Nikuradse (1933), and showed the importance of roughness in flowlines with a high Reynolds number of turbulence. An increase in the Reynolds number makes the friction factor also increase if compared with a smooth bore, and then the friction factor becomes a function of the Reynolds number and roughness. For even higher Reynolds numbers, the flow becomes “completely rough” since the friction factor becomes dependent solely on the surface roughness scale, and consequently does not depend on the Reynolds number. This conclusion was synthesized later by Moody (1944).

For corrugated pipelines in particular, with the further improvements of turbulence models associated with the development of computers, several numerical and experimental studies have been performed on corrugated surfaces, including flexible lines. Due to their manufacturing process, macroscopic elements are incorporated into the surface of flexible lines and become exposed to the flow. Such macroscopic elements are not a natural roughness of the material but an artificial roughness, macroscopic and evenly distributed, called discreet roughness. This type of surface makes it even more complex to understand and estimate the absolute roughness value according to Djenidi et al. (1994), who noted that these macroscopic elements cause a significant global increase in turbulence levels, transversal velocity components and turbulence stress on the surface, which leads to momentum exchanges. Later, Chang et al. (2006) made a numerical study of turbulence flow on corrugated plain plates similar to the flexible pipe structures and observed that the turbulence tension had a gain when in contact with the rough surface due to its concavity. Other flow studies on corrugated surfaces can be found in (Jiménez, 2004; Vijapurapu and Cui, 2007) with similar conclusions.

The fact that turbulence fluctuations and momentum exchanges exist and are caused by corrugated surfaces represents a flow disturbance mechanism that causes a raise in the global friction factor on these surfaces when compared to plain surfaces. More recently (Stel et al., 2010) used a classic turbulence model and an experimental mechanism to develop a parametric study for the friction factor on the Colebrook equation, based on four corrugated structures, among them a petroleum flexible line structure. Analysis of the flow patterns, the fluctuations of velocity levels, and the Reynolds tensor showed that the geometry of these elements favor the momentum exchange mechanism, the result of which can be seen as a great turbulent contribution adding to global friction on the surface. The results obtained converge to the other conclusions mentioned before by other authors in the text where they studied similar problems.

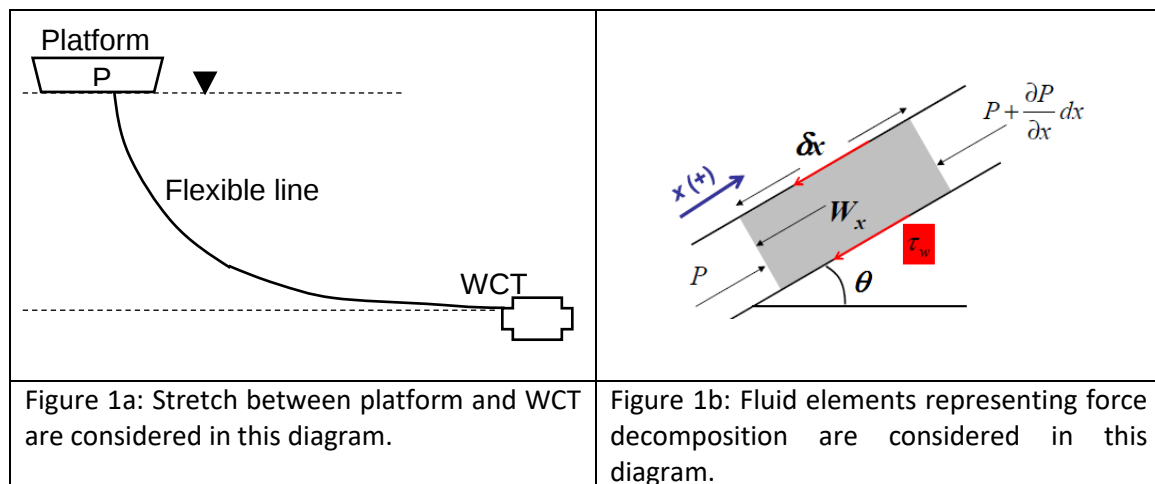
For flowline projects with flexible pipes, API 17B (2014) indicates, for rough bore pipes, the use of the practical formula $ID/250$ (where ID is the inside diameter of the pipe) and for smooth bore pipes, the roughness value equal to 0.005mm. These values are considered conservative by the API 17B and there might be significant deviations due to several factors that affect the effective roughness of the pipe, as mentioned above, as well as small grooves resulting from the manufacturing process. Due to the uncertainties in determining the actual roughness of flexible pipes, it is common to consider for both smooth bore and rough bore pipes the practical formula $ID/250$, though recent studies have

shown that this methodology is inadequate, including corrugated lines (Stel et al., 2010). Uncertainty to determine the roughness of flexible lines that inject water can lead to significant errors with the flow, as well as bringing about uncertainties at the project stage, and higher costs. For example, overestimating the pressure drop might point to the need of more injector wells in the production field and end up increasing the cost of the project.

This study aims at assessing the roughness of flexible pipes used in water injector wells that incorporate both rough bore and smooth bore pipes. The methodology indicated in API 17B (2014) will be confronted with other equations in order to estimate the absolute roughness as well as that calculated on the basis of the pressure data measured in the flowline. These are important results in developing petroleum production and can bring significant gains to the project, in so far as the results of simulations are more reliable.

2. METHODOLOGY AND DATA

This study consists of evaluating the roughness of flexible pipes utilizing real pressure data measured in the field and a classic modeling of pressure drop. Although the turbulence theory presented by Kolmogorov (1941), and addressed later by many authors such as (Tennekes and Lumley, 1972; Pope, 2000; Jiménez, 2004), has been incorporated in several studies of flow on rough surfaces, like the one addressed by (Stel et al., 2010), this study considers only the classic equation for momentum in a permanent regime. This equation incorporates terms like: pressure, gravitational, acceleration and friction. In general, acceleration is disregarded; leaving only the other three terms, but turbulence is incorporated into the friction term. Figure 1a presents the system's geometry that exists within a flexible pipe connecting the Wet Christmas Tree (WCT) to the platform. The stretch between the WCT and the petroleum reservoir, where the water injection occurs, is not presented in this system. This stretch is hidden because the roughness analysis is made only at the line connecting WCT to the platform. Figure 1b presents the force decomposition on a fluid element.



The mass balance equation can be established considering figure 1b, equation 1, where the first term registers the mass variation through time under volume control, and the second term shows the mass flow through the borders, in which a sum of these two must results in zero.

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial(\rho V)}{\partial x} = 0 \quad \text{Equation 1}$$

The momentum balance equation in a conservative mode can be obtained through differential process applied to the force balance equation from figure 1b, resulting in equation 2.

$$\frac{\partial(\rho V)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho V^2)}{\partial x} + \frac{\partial P}{\partial x} = -\rho g \sin(\theta) - \tau_w \pi \frac{D}{A} \quad \text{Equation 2}$$

The last term in equation 2 is related to pressure drop by friction and, by means of a dimensional analysis, the shear stress term (τ_w) can be eliminated by inserting a friction factor term (f), which is the function of the Reynolds number and the relative roughness, according to equation 3. The Moody diagram can determine this friction factor. Experimental studies performed by Moody in 1944 achieved great advances in the hydraulic field, especially for turbulence flows for which there is no precise equation to calculate the pressure drop so far (Pope, 2000; Jiménez, 2004). The turbulence scale theory presented by Kolmogorov (1941) and the dynamic systems also led to great advances in this area, however, even with this progress, turbulence phenomena is yet to be dimensioned analytically (Tennekes and Lumley, 1972; Jiménez, 2004).

$$\begin{cases} \tau_w \pi \frac{D}{A} = \frac{1}{2} \rho f \frac{|V|V}{D} \\ f = F\left(\text{Re}, \frac{\varepsilon}{D}\right) \rightarrow \text{Moody} \end{cases} \quad \text{Equation 3}$$

Considering equation 3 for friction and replacing it in equation 2 results in equation 4, which represents a one-dimensional transient movement equation for single-phase flowlines.

$$\frac{\partial(\rho V)}{\partial t} + \frac{\partial(\rho V^2)}{\partial x} + \frac{\partial P}{\partial x} = -\rho g \sin(\theta) - \frac{1}{2} \rho f \frac{|V|V}{D} \quad \text{Equation 4}$$

For water flow it can be adopted, with fair approximation on average terms, an incompressible flow, even when higher precision is required, the pipes can be discretized into many macro stretches and an incompressible flow can be considered in each stretch. Considering that the pipes do not have significant variations in diameter, the acceleration term can be disregarded. Still, in a steady state analysis, the temporal term is also simplified in equation 4, thus resulting in equation 5.

$$\frac{\partial P}{\partial x} = -\frac{1}{2} \rho f \frac{|V|V}{D} + \rho g \sin(\theta) \quad \text{Equation 5}$$

2.1 Equating friction and gravitational terms

Since the gradient of pressure is constant along the incompressible stretch L , and considering the case of an isothermal flow, equation 5 can be integrated analytically in the stretch L , resulting in equation 6.

$$\overbrace{P_{WCT} - P_B}^A + \overbrace{\frac{1}{2} \rho f L \frac{|V|V}{D}}^B - \overbrace{\rho g L \sin(\theta)}^C = 0 \quad \text{Equation 6}$$

In equation 6, “A” is measured by pressure sensors installed in the WCT and the platform. “C” is the gravitational term. As the density ρ , length L, the pipe angle of inclination with horizontal (θ) and local gravity g are all already known, the term C can be determined. Gravitational acceleration can be obtained with more accuracy based on the studies made by Lopes (2008) that are indicated in equation 7, which considers the gravity at sea level at the equator latitude, ($g_0=9.7803\text{m/s}^2$), factor ($\beta=5.3 \cdot 10^{-3}$) that encompasses the flatness and centripetal acceleration of the earth, local latitude (γ), local altitude (λ) and earth radius ($R=6.371 \cdot 10^6 \text{ m}$).

$$g_{\lambda,z} \approx g_0 \left(1 + \beta \cdot \sin^2 \lambda \right) \left(1 - 2z / R \right) \quad \text{Equation 7}$$

Term B, in equation 6, is the friction term and is calculated considering the velocity V, diameter D, density ρ and length L. For the equation 6 to be true, term B must result from balancing 3 (three) terms resulting in zero, where the only parameter that varies is f and this factor can be determined by the Swamee (1993) equation (8). This equation is valid for laminar, transitional and turbulent regime and is an approximation of the Moody diagram. Other equations may be considered as shown by Brkić (2011). As equation 8 is a function of the pipe roughness (ε) it is possible, iteratively, to obtain an absolute roughness value to satisfy equation 6.

$$f = \left\{ \left(\frac{64}{\text{Re}} \right)^8 + 9.5 \cdot \left[\ln \left(\frac{\varepsilon}{3.7D} + \frac{5.74}{\text{Re}^{0.9}} \right) - \left(\frac{2500}{\text{Re}} \right)^6 \right]^{-16} \right\}^{0.125} \quad \text{Equation 8}$$

2.2 Data and Methods

Flexible pipes for water injection can have an internal structure with a corrugated carcass or a polyethylene structure. Figures 2a and 2b present a corrugated structure with an internal carcass. The carcass is made of metallic interlocked strips and organized in a helical form in a reduced pitch. In flexible pipelines of water injection composed of a polyethylene layer, there is no internal carcass and the fluid has direct contact with the packing layer made of polyethylene. The function of the internal carcass is to resist the hydrostatic collapse provoked by the external pressure (P_e) of the sea water column over the pipe. Since in many injector wells the chances of the internal pressure (P_i) to be higher than the external pressure (P_e) are low, many flexible water injection pipes are not designed with this layer, which is why the internal surface with low roughness is called smooth bore.

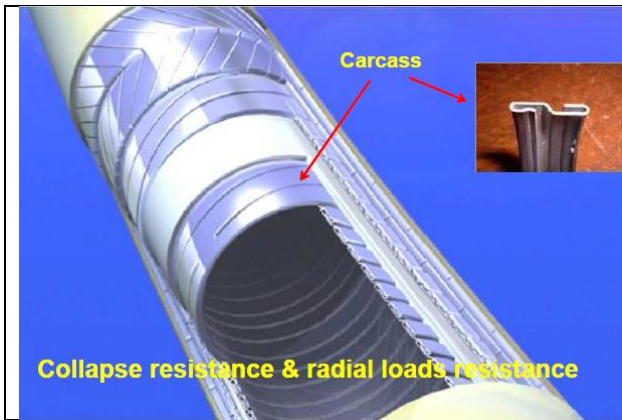


Figure 2a: Flexible pipe showing the corrugated internal layer (Technip, 2015).

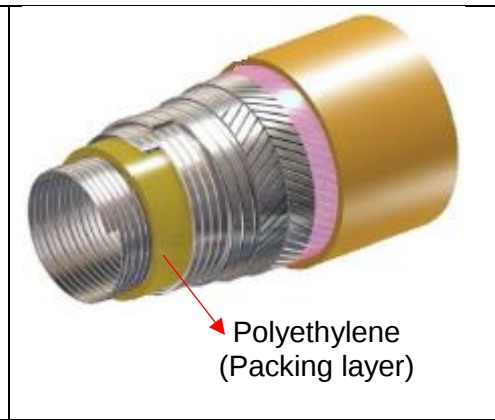


Figure 2b: Flexible pipe fraction emphasizing the polyethylene layer.

For this study 6 (six) systems of water injection have been considered, 3 (three) without carcasses (smooth bore) and 3 (three) with carcasses (rough bore). Table 1 presents geometric data from the three systems. Column 5 P(i) represents the numbers of data assessed in the field to estimate the effective roughness of the pipe. The last two columns represent the volumetric flow rate and pressure ranges involved in the respective injection systems. The real data measured in the field was: pressure and temperature on the platform, pressure and temperature in the WCT, and volumetric flow rate.

Table 1: Data from 6 structures.

Structure	Type	L (m)	ID (in)	P(i)	Range Q (m ³ /d)	Range P (bar)
R1	Carcass-steel	4300*	8	18	(3084, 8362)	(106, 446)
R2	Carcass-steel	6560	6	54	(3230, 8477)	(15, 167)
R3	Carcass-steel	4700	6	32	(7649, 9330)	(98 265)
L1	Polyethylene	4500	6	13	(1450, 3502)	(130, 421)
L2	Polyethylene	7200	6	19	(2038, 6055)	(126, 434)
L3	Polyethylene	6700	6	7	(3838, 4318)	(193, 412)
* More than one rigid 3900m stretches of inconel with $\varepsilon \approx 0.002\text{mm}$ as part of the pipeline that connects the WCT to the platform.						

Points of pressure and temperature were registered at the beginning of the stretch downstream from the platform bomb and at the end of the stretch, in the WCT, as shown in figure 1a. The overall water injection temperature remained at 44°C and in the WCT, 3 or 5°C lower (close to 40°C).

It was considered that the properties of water injection do not change with the temperature, as the temperature variation is low (close to 5°C). Thus, an average temperature was chosen. This is an acceptable hypothesis because there is a turbulent flow and the friction factor does not actually depend on the viscosity value; besides, fresh water density ranges between 992kg/m³ and 990kg/m³ at the data temperature. In this study the injected water is sea water, which, though treated for the removal of sulfates, is still highly saline, with density of 1021kg/m³ in the area assessed. Regarding water compressibility, several studies have been reported about the density variation of water under pressure, as shown by Spivey et al. (2004), Fine and Millero (1973). In a scenario where the temperature is constant, the study has adopted pressure corrections proposed by (Fine and Millero, 1973) which consider the compressibility of isothermal water between 40 and 45°C to be $4.4 \times 10^{-5} \text{ bar}^{-1}$. For the flow an average density was utilized that incorporates an average compressibility. The local gravitational acceleration was considered in equation 7, local latitude approximately 23° and at sea level (0 m) resulting in a figure close to 9.788 m/s².

This study has confronted the following methodologies to obtain the structure roughness: (i) API-specified relative roughness calculation for corrugated structures (rough bore pipes), “API: (ID/250)”. In order to identify a superior pressure drop limit (API, 2014); (ii) API-specified relative roughness calculation for smooth structures (smooth bore pipe), “API: 0.005mm”; (iii) smooth bore pipe calculations according to the Blasius equation - equation 9, referred to as “Blasius”; (iv) Calculus based on recent studies proposed by (Stel et al., 2010) for flexible pipes, denominated as “Stel” and (v) calculus of the average roughness through the methodology proposed on item 2.1, equation 6, denominated in this study as “field data”.

$$f = \frac{0.316}{\text{Re}^{1/4}} \quad \text{Equation 9}$$

Stel et al., (2010) developed studies that indicates for flexible pipes with corrugated internal surface a relative roughness average of nearly 0.001. These pipes are similar to those found in corrugated pipes used to transport oil in deep waters, as presented in this study. These results were obtained numerically and experimentally considering a classic model of turbulence that incorporates Reynolds tensors (Reynolds, 1895). Although Stel et al. (2010) studies were developed for flexible pipes with corrugated internal surface, the same arguments were considered for the six structures shown in table 1 for the sake of comparison. This is justifiable in view of the fact that there are still uncertainties regarding the behavior of the macro element during the flow. There are some studies on corrugated structures that indicate a tendency to reduce pressure drop, as in (Chen et al, 1986). Thus, this study has considered the four methodologies mentioned above to calculate pressure drop per kilometer of pipe in the structures mentioned in table 1. The methodology “API: 0.005mm” was considered only for smooth bore structures.

In the proposed methodology were used equations 6 and 8 as well as field data of pressure and volumetric flow rate to calculate factor (ϵ/D), through an error minimizer objective function. Not only does this factor consider the material roughness on the internal walls, but also interferences caused by grooves inside these flexible pipes created by its manufacture process. According to the bibliographic revision, these grooves depend on Reynolds numbers and can cause interferences on the flow. Although the factor (ϵ/D) depends on the material, this factor can have variations as a function of Reynolds numbers for corrugated pipes due to the methodology assumed by API 17B for flexible pipes projects.

3. RESULTS AND DISCUSSIONS

This section shows analysis of pressure drop considering the different methods previously addressed to determine roughness. The results are presented in graphics that consider how much pressure drop per kilometer of pipe has occurred.

3.1 Structures R1, R2 and R3

The internal surface of structures R1, R2 and R3 is made with a corrugated steel carcass, or rough bore surface. Figure 2a illustrates a corrugated structure indicating an internal carcass. For this type of structure is expected to see a higher pressure drop when compared to non-corrugated structures. This increment in pressure drop occurs due to turbulent fluctuations and momentum exchange created by this type of surface; it is a mechanism that disturbs the flow and tends to increase the global friction factor when compared to a plain surface.

For each operation point analyzed, equations 6 and 8 were solved iteratively to determine the equivalent roughness. The results were plotted in terms of pressure drop by friction per kilometer of pipe in function of the Reynolds number. The graphic in figure 3 presents the results obtained for structure R1. It can be seen that the “field data” curve stands between the roughness values estimated by “Stel” and “API: ID/250”, and deviate from the “API: ID/250” curve for higher Reynolds number, which indicates that “API: ID/250” is a conservative methodology for this structure. The average roughness obtained for this structure was 0.26mm.

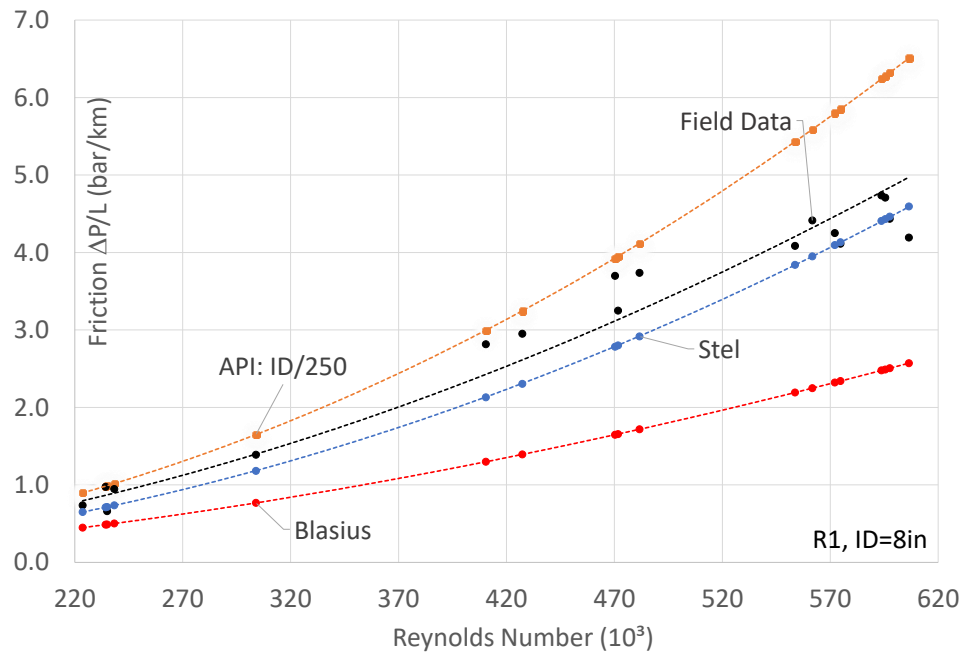


Figure 3: Pressure drop by friction per kilometer (bar/km) of pipe for R1 structure (rough bore pipe) considering field data and three numerical methodologies.

Figure 4 shows the pressure drop distributed per kilometer in function of the Reynolds number for structure R2. It presents the same curves as the previous analysis. It is observed that the curve "Stel" is very close to the "field data" curve, with more divergence for the Reynolds number as it increases. The deviation of the "field data" curve in relation to the "API: ID/250" curve indicates that might have other mechanisms regarding the turbulence for higher Reynolds numbers that occur due to existing grooves inside these pipes. As presented by (Stel et al., 2010) and (Chen et al., 1986) the grooves existence can modify flow conditions and, consequently pressure drop. The mechanisms effects on the analyzed structure, figure 4, were similar to the reduction on the pressure drop increasing rate, which by the assumed methodology can reduce the ε/ID theoretical factor. The R2 structure analysis is also interesting for the number of considered points, 54, and a great range of volumetric flow rate, presented in table 1. The average roughness obtained for structure 3 was 0.24mm.

Figure 5 shows the results for structure R3. This structure had a higher Reynolds number and with a narrow range of variation. Thus, it is expected to see a lower pressure drop increasing rate for this structure with the flow rate observed in previous analysis. It was noticed a decrease in its pressure drop rate for higher Reynolds number. As consequence, it is expected for this structure that the theoretical factor (ε/D) decreases due to the assumed methodology that incorporates flow modifications, due to groove presence, in factor (ε/D). Indeed, for this structure is obtained an average absolute roughness equal to 0.12mm.

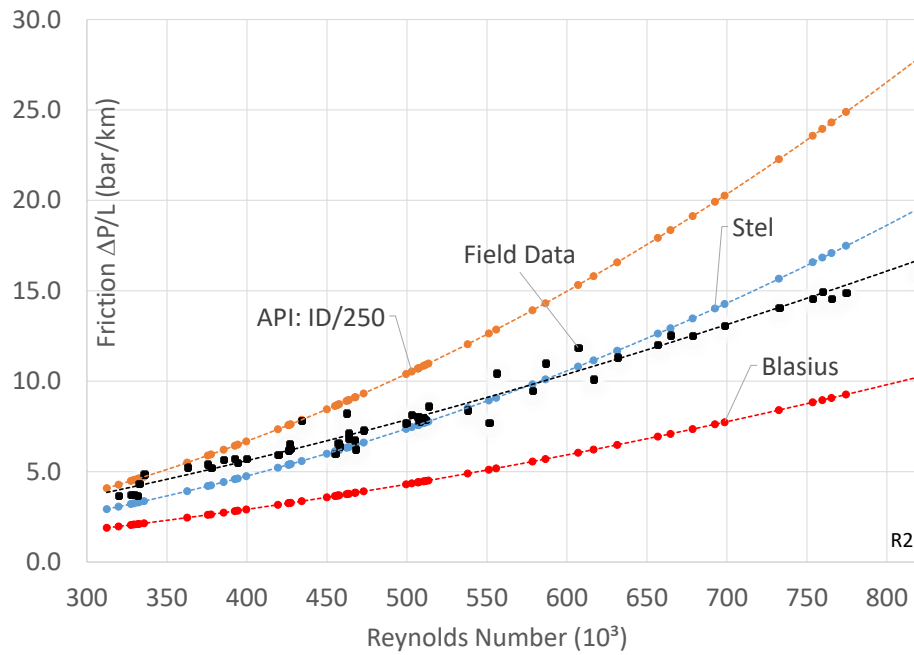


Figure 4: Pressure drop by friction per kilometer of pipe for R2 structure (rough bore pipe) considering field data and three numerical methodologies.

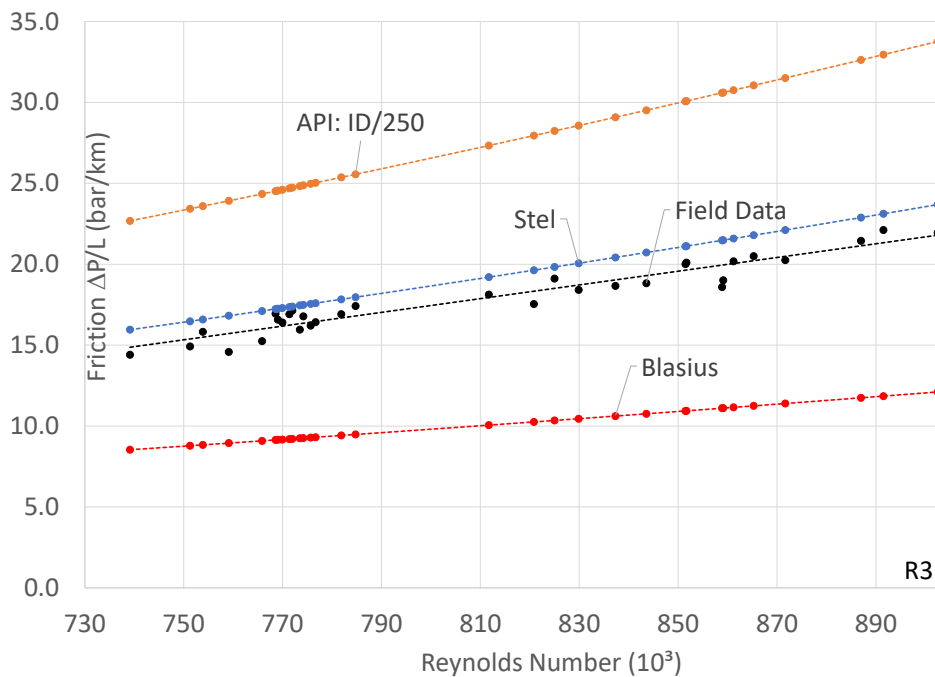


Figure 5: Pressure drop by friction per kilometer of pipe for R3 structure (rough bore pipe) considering field data and three numerical methodologies.

By observing the previous figures, representing a pressure drop for three corrugated structures, some dispersion of the results (black point) can be noticed, which indicates some possible error on the data. These data are registered in the field where operational conditions are not strictly controlled as they are in laboratories, so this method can present some errors. Although these errors are hard to be

estimated, a great amount of points and several pipes were used to make it more representative. Further studies incorporating new data can corroborate on the results obtained in this paper.

Considering these three structures, an analysis was carried out to determine a roughness value to minimize these adjustment errors in the proposed experimental methodology or “field data” methodology. The value was 0.21mm. Figures 6, 7 and 8 present measured data for pressure drop by friction per kilometer for pipes considering 0.21mm as the roughness value average for these three structures. It is noticed that in these three figures, 6, 7 and 8, the field data was close to the continuous curve, which represents a pressure drop by friction considering roughness as 0.21mm.

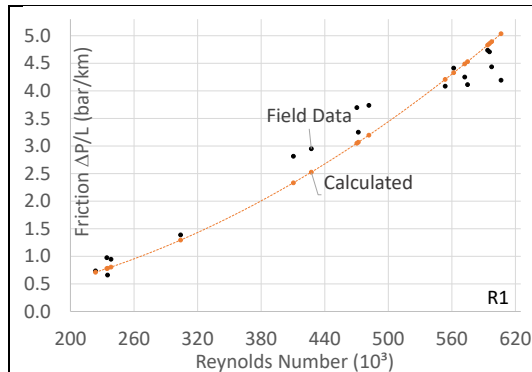


Figure 6: Pressure drop by friction/km of pipe: $\varepsilon=0.21\text{mm}$ and R1 structure.

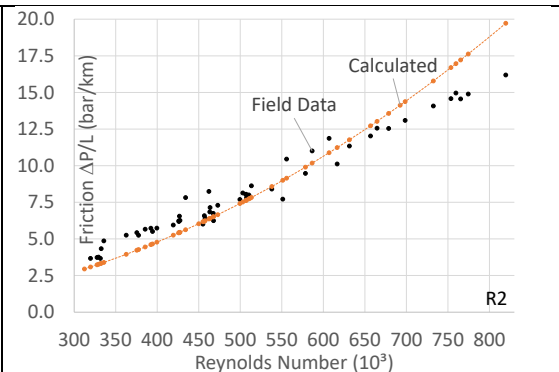


Figure 7: Pressure drop by friction/km of pipe: $\varepsilon=0.21\text{mm}$ and R2 structure.

All the data is synthesized in one graphic in figure 9. Indeed, considering the roughness value as 0.21mm, the results for pressure drop (black curve) are closer to the field data, which indicates that this consideration for corrugated structures is appropriate. Figure R4 presents another behavior for its pressure drop having a higher diameter, 8 inches (structure R1).

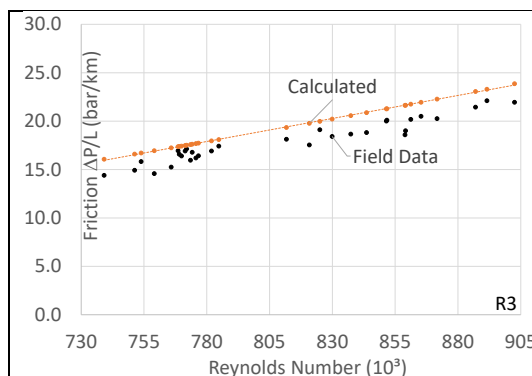


Figure 8: Pressure drop by friction/km of pipe: $\varepsilon=0.21\text{mm}$ and R3 structure.

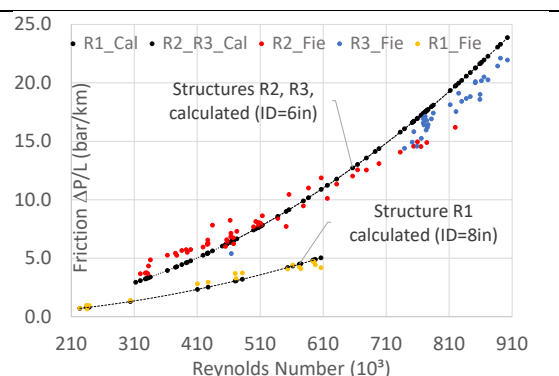


Figure 9: Pressure drop by friction/km of pipe: $\varepsilon=0.21\text{mm}$ and R1, R2 and R3 structures.

3.2 Structures L1, L2 and L3

The structures L1, L2 and L3 have an internal surface made with polyethylene as designated by API 17B (2014) for smooth bore. Figure 2b shows the structure for a flexible pipe with a polyethylene layer. The internal steel surface (carcass) does not exist in this structure and the fluid has direct contact with the packing polyethylene layer. As previous results have shown, the results for this structure were plotted in terms of pressure drop by friction per kilometer of pipe. Figure 10 shows the results for

structure L1. The field data results range between the roughness values estimated by “Stel” and “Blasius”, yet somewhat closer to the Blasius equation. In fact, the internal surface is more similar to a smooth bore pipe. The plotted green points represent the values calculated considering API recommendations for this structure, $\varepsilon=0.005\text{mm}$. Although the calculus made in accordance with the API code indicates overestimated values of pressure drop, these points are close to the observed values (field data). The average roughness was 0.017mm .

Figure 11 presents a similar analysis to the previous one, but this time considering the structure L2 from table 1. The “field data” curve in this graphic was close to the “Blasius” curves. For lower Reynolds number the “field data” curve tends to overcome the “Stel” curve. This tendency was already observed for L1, but in a less pronounced way. Once again, the values obtained for pressure drop considering the roughness proposed by API for smooth bore structures remained close to those already measured, yet, as for the previous structure, the calculated values were underestimated. The average roughness for L2 was 0.024mm .

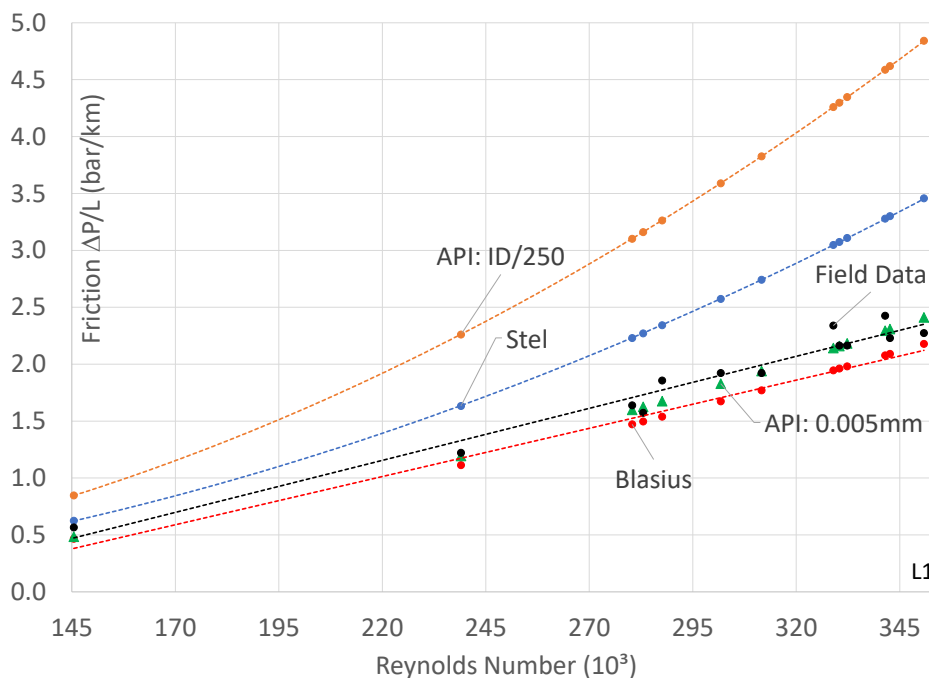


Figure 10: Pressure drop by friction per kilometer of pipe for L1 structure (smooth bore structure) considering field data and four numerical methodologies.

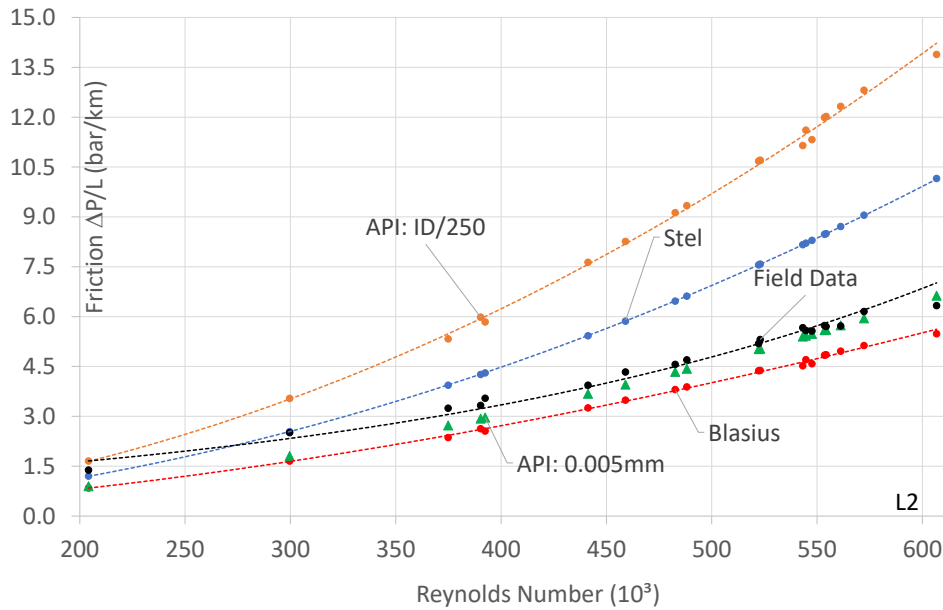


Figure 11: Pressure drop by friction per kilometer of pipe for L2 structure (smooth bore) considering field data and four numerical methodologies.

Figure 12 presents results for structure L3 from table 1. The “field data” curve remained between the “Blasius” and “Stel” curves. The points based on API for rough bore pipe also came close to the experimentally obtained results, however, as in previous structures, the values were underestimated. The average roughness for L3 was 0.0163mm.

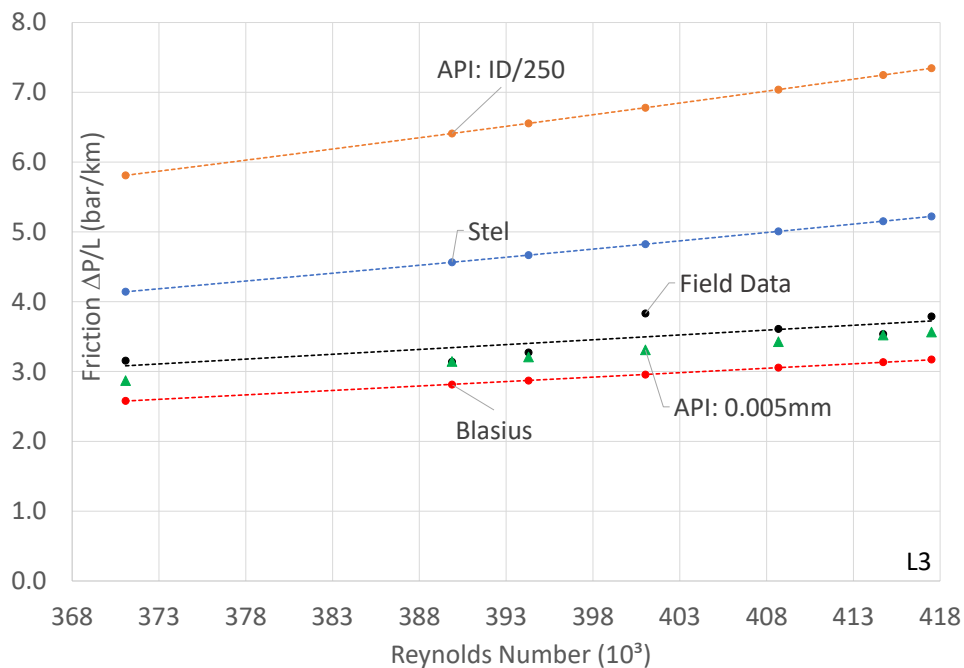


Figure 12: Pressure drop by friction per kilometer of pipe for L3 structure (smooth bore) considering field data and four numerical methodologies.

As seen in the previous figures, which represent the pressure drop per kilometer for smooth bore structures, it is clear that, like with corrugated structures, there is a certain degree of diversion in the

field values, a fact highlighted by the differences in average roughness values obtained for the three structures. This diversion reflects the uncertainties in the data obtained from the analysis performed. It is also interesting to observe how low the roughness values are, which justifies the low sensibility of the pressure drop with the roughness variation in these structures. For example, API indicates 0.005mm for roughness, but the values obtained for L1, L2 and L3 are two or three times higher even so, the values of the relative pressure drop were close to the points in API curve. Considering these three smooth bore structures, an analysis was run that intended to minimize the error in the proposed “field data” methodology. The value obtained was 0.020mm. Figures 13, 14 and 15 present the calculus for pressure drop by friction per kilometer of pipe considering 0.020mm as the average roughness value for the three structures. In figures 13, 14, 15 and 16 it can be noted that, considering 0.020mm as the average value for absolute roughness, the curve nearly matches the field data indicating a value that is suitable for smooth bore flexible lines. The results from the structures L1, L2 and L3 is synthesized in one graphic, figure 16, which also shows that 0.020mm is a suitable roughness value.

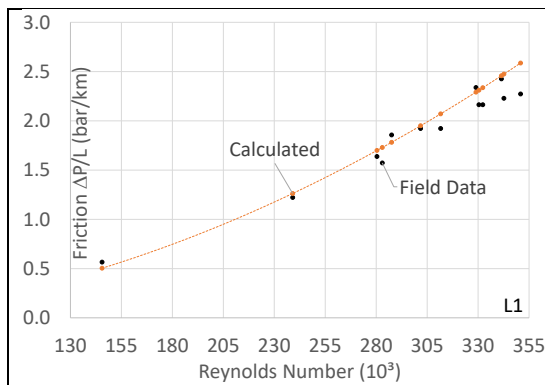


Figure 13: Pressure drop by friction/km of pipe: $\varepsilon=0.020\text{mm}$ and L1 structure.

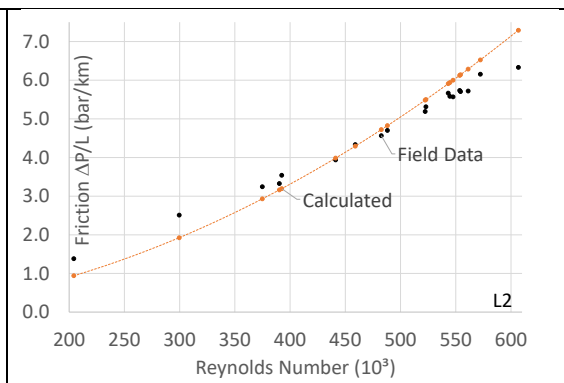


Figure 14: Pressure drop by friction/km of pipe: $\varepsilon=0.020\text{mm}$ and L2 structure.

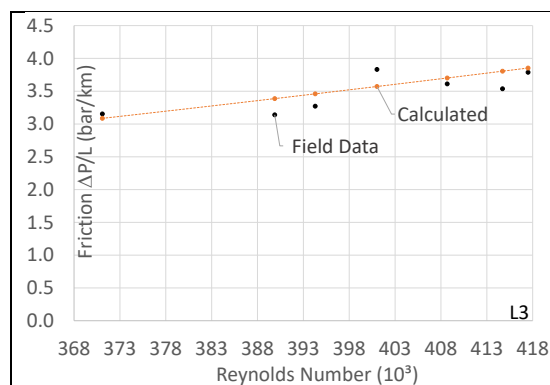


Figure 15: Pressure drop by friction/km of pipe: $\varepsilon=0.020\text{mm}$ and L3 structure.

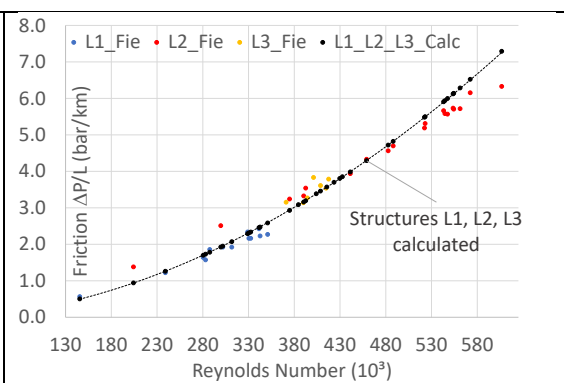


Figure 16: Pressure drop by friction/km of pipe: $\varepsilon=0.020\text{mm}$ and L1, L2 and L3 structures.

3.3 Case study

A case study considering hypothetical volumetric flow rate in a range of $2000\text{m}^3/\text{d}$ to $10000\text{m}^3/\text{d}$ was performed to show the importance of considering real values for roughness in pipelines in terms of pressure drop. For this analysis, different methodologies of roughness estimation are utilized for pressure drop calculus, confronting the average values indicated in this study. Table 2 synthesizes the

average roughness values previously obtained for each evaluated structure, as well as the recommended values based on the lowest average error presented in the last line of the table.

Table 2: Data of average roughness obtained for the six structures considered and recommended values obtained in the present study, last line in table.

Rough bore pipe	$\varepsilon_{\text{Field}}$ (mm)	smooth bore pipe	$\varepsilon_{\text{Field}}$ (mm)
R1	0.26	L1	0.014
R2	0.24	L2	0.025
R3	0.15	L3	0.016
corrugated	0.21	smooth	0.020

Figure 17 shows the pressure drop by friction as a function of the injection flow rate in a 5km-long pipeline and 6 inches of internal diameter for the different methodologies considered in this study. Pipelines with these dimensions are common in petroleum production and water injection wells.

The black curves show results based on field data for corrugated structures considering $\varepsilon=0.21\text{mm}$, “corrugated: 0.21mm”, and for smooth bore structures $\varepsilon=0.020\text{mm}$, “smooth: 0.020mm”. It is clear that to consider “API: ID/250” for roughness is a conservative figure even for corrugated structures, especially when there are high levels of volumetric flow rate. It can be noted that considering “API: 0.005mm” for roughness, based on API recommendations, generates lower values than those obtained in field, that is, the pressure drop is underestimated.

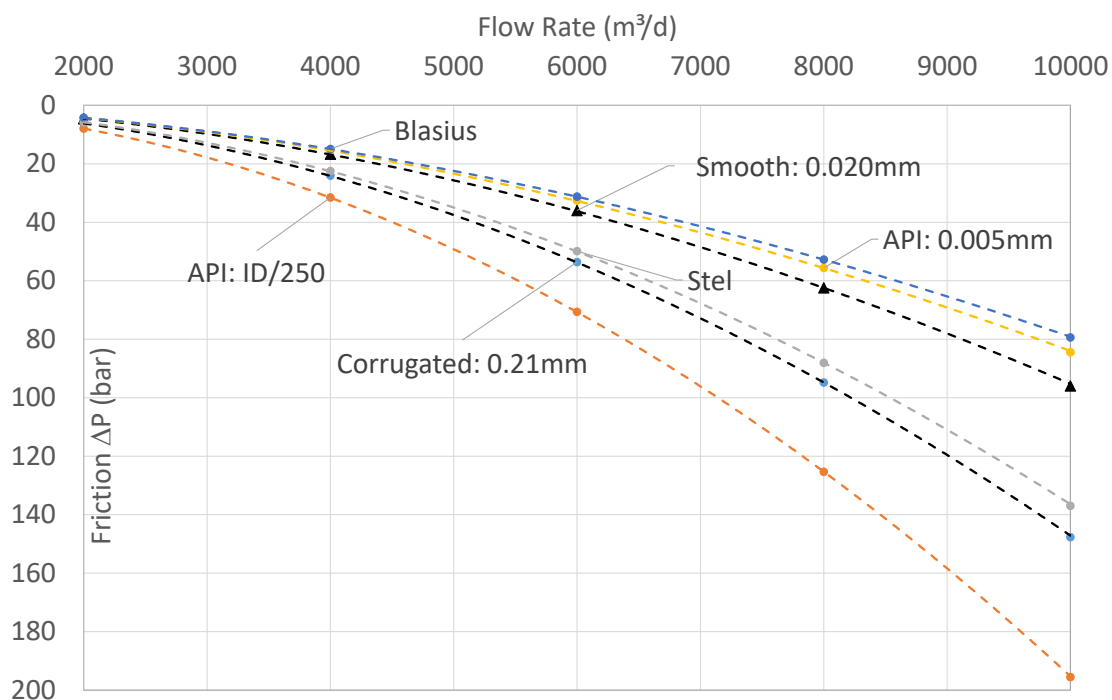


Figure 17: Pressure drop by friction for a pipe having a 6in and 5km length, considering different methodologies addressed in this study.

Table 3 presents the models considered in figure 17, the differences between the values for theoretical methods of roughness estimated and those obtained from recommended roughness data (0.21mm) for corrugated structures (lower black line). Negative values indicate underestimated pressure drop, and positive values, overestimated pressure drop. Values of volumetric flow rate around $6000\text{m}^3/\text{d}$ are

usual in water injector wells in petroleum off-shore fields in Brazil, though higher values than $6000\text{m}^3/\text{d}$ can also be found. Considering $6000\text{m}^3/\text{d}$, for example, the additional pressure drop (overestimated), by the API recommendation, $\varepsilon=\text{ID}/250$, is close to 17bar, a conservative estimate by API recommended methodology. When the values obtained by (Stel et. al. 2010) for corrugated structures are taken into consideration, though presenting a smaller error, they still show deviations, however, in this case the prediction is underestimated.

Table 3: Pressure drop in corrugated pipe, difference between theoretical and “field” ($\varepsilon=0.21\text{mm}$).

Q (m^3/d)	Corrugated: 0.21mm	API: ID/250	Stel	Blasius
2000	0.0	1.8	-0.4	-1.9
4000	0.0	7.5	-1.6	-9.2
6000	0.0	17.0	-3.7	-22.4
8000	0.0	30.5	-6.8	-42.0
10000	0.0	47.9	-10.7	-68.3

Although there are high values of pressure in the injection systems, as seen in table 1, errors around 15bar can represent significant differences in the volumetric flow rate of water injection. Most of the available pressure of the pump is necessary to beat the static pressure in the reservoir. For example, in the Brazilian Pre-salt field, where its permeability has shown appropriate values, it is usual for wells to inject 50 to $100\text{m}^3/\text{d}/\text{bar}$, and a 15bar error could represent a significant deviation ranging from 750 to $1500\text{m}^3/\text{d}$. If the petroleum development project considers an injection rate of $6000\text{m}^3/\text{d}$, in accordance with the porous environment permeability and the injection system, uncertainties regarding pipe roughness values in the ranges demonstrated in this study may result in an economy of one in every five injector wells, which represents a significant cost reduction in the production development project.

Table 4 shows a similar analysis to table 3, but considering the recommended value for smooth bore structure ($\varepsilon=0.020$). In this case it can be noted that the deviations in general are lower than those observed in corrugated structures, except for roughness as it is equal to ID/250. In case of API recommendations for smooth bore, deviations for an injection rate of $6000\text{m}^3/\text{d}$ were close to 3.5bar. For higher volumetric flow rates the pressure drop deviations can be greater than 10 bar, and are underestimated.

Table 4: Pressure drop in smooth bore pipe, difference between theoretical and “field” ($\varepsilon=0.020\text{mm}$).

Q (m^3/d)	Smooth: 0.020mm	API: ID/250	Stel	API: 0.005mm	Blasius
2000	0.0	3.4	1.2	-0.2	-0.3
4000	0.0	14.8	5.8	-1.3	-1.8
6000	0.0	34.6	13.8	-3.4	-4.8
8000	0.0	62.9	25.6	-6.8	-9.7
10000	0.0	99.6	41.0	-11.5	-16.6

4. CONCLUSIONS AND RECOMMENDATIONS

The present work analyzes the effective roughness of flexible pipes that are utilized in petroleum production development projects. Different criteria used to assess roughness are compared with the data that was indirectly obtained from measuring pressure drop in the field. It is an interesting analysis because it incorporates field information, which is related to flexible pipe flow that assess the

roughness of flexible structures such as smooth bore and rough bore. By using the proposed methodology it has been possible to evaluate the effective roughness in these structures. However, a more comprehensive analysis utilizing this methodology is still necessary in order to confirm the results observed.

The main conclusions are: (i) The methodology that considers ID/250 as absolute roughness overestimates the pressure drop for flexible pipes in rough bore flowlines; (ii) The roughness indicated by Stel et al. (2010) for rough bore pipes resulted in a lower deviation than the API code and it is close to the field data curve; (iii) For these six structures it was observed that there is some deviation in the results, which indicates uncertainties regarding the applied data, though on average terms there is an adequate adjustment for the data obtained in the field; (iv) For smooth bore pipes with inner polyethylene layers, the recommended roughness value is 0.020mm; and for rough bore pipes with a steel carcass of 0.21mm, further, more comprehensive studies are recommended to confirm these values; (v) Some deviations in the roughness values may have resulted from additional turbulence fluctuations and momentum exchanges caused by macroscopic elements or grooves in the internal wall. This additional turbulence is incorporated indirectly in the friction factor, which depends on the roughness. This fact justifies the values variations of (ε/D) with the Reynolds number; (vi) For higher volumetric flow rates, the pressure drop raise showed decreasing rates as in structures R1 and R2. It can result in lower values for effective roughness in higher flow rates, as shown in structure R3. Although factor (ε/D) is a material property, during the present study this factor incorporates flow turbulences due to existing grooves in the pipe's internal wall, which justifies the factor variations as a function of the Reynolds number. Average values of (ε/D) are important for projects; (vii) Additional assessment incorporating more structures can corroborate this study, in order to find more approximate average roughness values; (viii) Considering roughness values closer to reality can bring about benefits to project costs, seeing that it is possible to reduce the number of injector wells and increase the injection potential in the project phase.

5. BIBLIOGRAPHIC REFERENCES

- 1- Andreolli, I; Bernardo, L. de A; Ruschel, R. H. Petroleum Exportation Through Pipelines: Important Considerations. *Brazilian Journal of Petroleum and Gas*, v.9, n. 2, 2015.
- 2- API-American Petroleum Institute. Recommended Practice for Flexible Pipe, Fifth Edition, May 2014.
- 3- Bobokk, E; Magyari, D; Udvardi, G. Heavy oil transport through lubricated pipeline. SPE European Petroleum Conference and Exhibition, Milan, Italy, 1996.
- 4- Brkić, D. Review of explicit approximations to the Colebrook relation for flow friction. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 77, 34–48, 2011.
- 5- Chang, K.; Constantinescu, G.; Park, S. O. Analysis of the flow and mass transfer processes for the incompressible flow past an open cavity with a laminar and a fully turbulent incoming boundary layer: *Journal of Fluid Mechanics*, Vol. 561, n. 4, pp. 113-145, 2006.
- 6- Chen, J. J.; Leung, Y. C.; Ko, N. W. Drag Reduction in a Longitudinally Grooved Flow Channel: *Industrial and Engineering Chemistry Fundamentals*, Vol. 25, pp. 741-745, 1986.
- 7- Colebrook, C. F. Turbulent Flow in Pipes, with Particular Reference to the Transition Region between the Smooth and Rough Pipe Laws: *Journal of the Institution of Civil Engineers*, Vol. 11, pp. 133-156, 1939.
- 8- Djenidi, L.; Anselmet, F.; Antonia, R. A. LDA Measurements in a Turbulent Boundary Layer over a d-type Rough Wall: *Experiments in Fluids*, Vol. 16, pp. 323-329, 1994.
- 9- Farshad, F.; Rieke, H.; Garber, J. New developments in surface roughness measurements, characterization and modeling fluid flow in pipe. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, v. 29, p. 139-150, 2001.
- 10- Fine, R.A.; Millero, F.J. Compressibility of water as a function of temperature and pressure. *Journal of Chemical Physics* 59 (10), 1973.
- 11- Stel, H; Morales, R. E. M; Franco, A. T; Junqueira, S. L. M; Erthal, R. H; Gonçalves, M. A. L. Numerical and Experimental Analysis of Turbulent Flow in Corrugated Pipes. *J. Fluids Eng.* 132(7), (Jul 22, 2010).
- 12- Jiménez, J. Turbulent Flows over Rough Walls: *Annual Review of Fluid Mechanics*, Vol. 36, pp. 173-196, 2004.
- 13- Komolgorov, A. N. Dissipation of energy in locally isotropic turbulence. *Dokl Akad Nauk SSSR* 33, p. 19-21, 1941.
- 14- Moody, L. F. Friction factors for pipe flow. *Transactions of the ASME*, 66, 8, p. 671-684, 1944.
- 15- Nikuradse, J. Laws of Flow in Rough Pipes: NACA, Technical report nº 1292, 1933.
- 16- Pope, S. B. Turbulent flows. Cambridge University Press, 2000.
- 17- Reynolds, O. On the Dynamical Theory of Incompressible Viscous Fluids and the Determination of the Criterion: *Philosophical Transactions of the Royal Society of London Series A*, Vol. 186, pp. 123-164, 1895.
- 18- Samadianfard, S. Gene expression. Programming analysis of implicit Colebrook–White equation inturbulent flow friction factor calculation. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 92–93, 48–55, 2012.

- 19- Spivey, J.P; McCain Jr, W.D; North, R. Estimating Density, Formation Volume Factor, Compressibility, Methane Solubility, and Viscosity for Oilfield Brines at Temperatures From 0 to 275° C, Pressures to 200 MPa, and Salinities to 5.7 mole/kg. *Journal of Canadian Petroleum Technology* (2004).
- 20- Swamee, P.K. Design of submarine oil pipeline. *Journal of Transportation Engineering*, New York, v. 119, n. 1, p. 159-170, 1993.
- 21- Technip: INTERNET: <http://www.technip.com> (accessed in 05/jul/2015).
- 22- Tennekes, H.; Lumley, J. L. A first course in turbulence, MIT Press, 1972.
- 23- Vijiapurapu, S.; Cui, J. Simulation of Turbulent Flow in a Ribbed Pipe Using Large Eddy Simulation: Numerical Heat Transfer, Part A, Vol. 51, pp. 1137-1165, 2007.
- 24- Lopes, W. Variation of the gravity acceleration with the latitude and altitude. *Cad. Bras. Ens. Fís.*, v. 25, n. 3: p. 561-568, dez. 2008. (in portuguese).

3. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

3.1 Conclusões

A partir da análise da rugosidade em tubulações flexíveis, com estruturas corrugadas e “lisas”, utilizadas em poços injetores de água em projetos de produção de petróleo, pôde-se concluir que a consideração do valor ID/250 como rugosidade absoluta, conforme sugere a norma API RP 17B (2014), superestima a perda de carga em tubulações flexíveis do tipo corrugada. No caso de tubulações lisas, observou-se que o valor sugerido pela norma API (0,005mm) subestima a perda de carga.

A comparação dos valores de rugosidade de campo desse estudo para estruturas corrugadas com os obtidos em laboratório por Stel et al. (2010) e a norma API RP 17B (2014) indicaram valores mais consistentes de rugosidade propostos pelo estudo de Stel et al., embora desvios significativos em relação aos dados de campo foram observados.

Para as 6 (seis) estruturas desse estudo notou-se que há alguma dispersão nos resultados, os quais indicam incertezas em relação aos dados medidos em campo, embora em termos médios houve um adequado ajuste com os dados de campo. Os valores obtidos no estudo com base em dados de campo foram de 0,02mm para tubulação flexível “lisa” e de 0,21mm para estrutura flexível corrugada.

Alguns desvios nos valores de rugosidade em estruturas corrugadas (observando que as curvas de perda de carga apresentam alguns desvios com o aumento do número de Reynolds) podem ser resultantes das flutuações adicionais de turbulência e trocas de momento causadas pelas cavidades na parede interna. Essa turbulência adicional, pela metodologia proposta (sistema unidimensional), foi incorporada indiretamente no fator de fricção e assim apresenta dependência com o número de Reynolds. Esse fato justifica a variação do fator (ϵ/D) com o número de Reynolds, embora a rugosidade (ϵ) seja uma propriedade do material.

Para altas vazões a taxa de crescimento da perda de carga apresentou uma redução para as estruturas R1 e R2. Isso pode resultar em valores menores de rugosidade efetiva quando a análise é feita para um range de altas vazões como obtido para a estrutura 3. Isso se deve a incorporação dos efeitos da turbulência no fator (ϵ/D).

Considerando que os valores médios de rugosidade obtidos apresentaram

menores incertezas, estes podem refletir em benefícios em termos de redução de custos no projeto, uma vez que pode ser possível reduzir o número de poços injetores. Também existe o benefício de uma melhor previsibilidade da curva de produção do campo e um melhor gerenciamento do reservatório, considerando que poderá haver uma melhor alocação dos volumes injetados nos poços. Isso pode acarretar em um aumento dos volumes recuperáveis de óleo e, inclusive, em redução dos custos operacionais visto que um melhor gerenciamento do meio poroso se traduz em formas de produção com menores custos.

3.2 Recomendações

Análises adicionais incorporando mais estruturas com ampla faixa de diâmetros comerciais podem contribuir para este estudo confirmando os valores obtidos ou obtendo valores médios de rugosidade mais próximos dos reais. Sugere-se que seja realizada uma análise estatística dos desvios apresentados entre os dados de campo adotados e os valores médios obtidos por estrutura, inclusive essa análise poderia eliminar alguns pontos amostrais que estariam fora do intervalo de incerteza.

Cabe avaliar o impacto em termos de economicidade em um projeto de desenvolvimento da produção ao se estimar as rugosidades obtidas neste estudo em relação aos valores recomendados pela norma API 17B.

Recomenda-se ainda que este estudo seja estendido para outros fluidos que são escoados nesse tipo de tubulação, visto que a metodologia proposta, considerou uma abordagem unidimensional e apresentou uma dependência da rugosidade com o nível de turbulência.

4. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AHMED, T.H. **Reservoir Engineering Handbook**. Elsevier Inc., Gulf Professional Publishing, 3rd Edition., Amsterdam, 2006.

AHMED, T.H.; MEEHAN, D.N. **Advanced Reservoir Management and Engineering**. Gulf Professional Publishing, 2nd Edition., USA, 2011.

ANDREOLLI, I. **Introdução a Elevação e Escoamento Monofásico e Multifásico de Petróleo**. Interciência, Rio de Janeiro, 2016.

ANDREOLLI, I.; BERNARDO, L. de A; RUSCHEL, R. H. **Petroleum Exportation Through Pipelines: Important Considerations**. Brazilian Journal of Petroleum and Gas, v.9, n. 2, 2015.

ANDREOLLI, I.; BERNARDO, L. de A. **Production, Injection and Flow of Petroleum with High Levels of CO₂: Operational and Flow Assurance Aspects**. Applied Mechanics and Materials, 2016.

API RP 17B, **Recommended Practice for Flexible Pipe**. 2nd ed., Washington, American Petroleum Institute, 2002.

API RP 17B, **Recommended Practice for Flexible Pipe**. 5th ed., Washington, American Petroleum Institute, 2014.

BECTARTE, F.; SECHER, P.; FELIX-HENRY, A. **Qualification Testing of Flexible Pipes for 3000m Water Depth**. SPE, 2011.

BICUDO, R. G. P., **Análise de instalação de Linhas Flexíveis**. Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2009. 97 p. Dissertação (Mestrado) – Programa de Engenharia Oceânica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2009.

BOBOKK, E.; MAGYARI, D.; UDVARDI, G. **Heavy oil transport through lubricated pipeline**. SPE European Petroleum Conference and Exhibition, Milan, Italy, 1996.

BRKIĆ, D. **Review of explicit approximations to the Colebrook relation for flow friction.** Journal of Petroleum Science and Engineering 77, 34–48, 2011.

CHANG, K.; CONSTANTINESCU, G.; PARK, S. O. **Analysis of the flow and mass transfer processes for the incompressible flow past an open cavity with a laminar and a fully turbulent incoming boundary layer.** Journal of Fluid Mechanics, Vol. 561, n. 4, pp. 113-145, 2006.

CHEN, J. J.; LEUNG, Y. C.; KO, N. W. **Drag Reduction in a Longitudinally Grooved Flow Channel: Industrial and Engineering Chemistry Fundamentals**, Vol. 25, pp. 741-745, 1986.

COLEBROOK, C. F. **Turbulent Flow in Pipes, with Particular Reference to the Transition Region between the Smooth and Rough Pipe Laws.** Journal of the Institution of Civil Engineers, Vol. 11, pp. 133-156, 1939.

CRAFT, B.C. e HAWKINS, M. F. **Applied Petroleum Reservoir Engineering.** Prentice-Hall, New Jersey, 1959.

CRAIG Jr, F.F. **The reservoir engineering aspects of waterflooding.** American Institute of Mining, Metalurgical, and Petroleum Engineers, Inc. Dallas, 1971.

DAKE, L.P. **The practice of reservoir engineering.** Elsevier Science B.V. Revised Edition, Amsterdam, 2001.

DJENIDI, L.; ANSELMET, F.; ANTONIA, R. A. **LDA Measurements in a Turbulent Boundary Layer over a d-type Rough Wall.** Experiments in Fluids, Vol. 16, pp. 323-329, 1994.

FARSHAD, F.; RIEKE, H.; GARBER, J. **New developments in surface roughness measurements, characterization and modeling fluid flow in pipe.** Journal of Petroleum Science and Engineering, v. 29, p. 139-150, 2001.

FINE, R.A.; MILLERO, F.J. **Compressibility of water as a function of temperature and pressure**. Journal of Chemical Physics 59 (10), 1973.

JIMÉNEZ, J. **Turbulent Flows over Rough Walls**. Annual Review of Fluid Mechanics, Vol. 36, pp. 173-196, 2004.

KOMOLGOROV, A. N. **Dissipation of energy in locally isotropic turbulence**. Dokl Akad Nauk SSSR 33, p. 19-21, 1941.

LOPES, W. **Variation of the gravity acceleration with the latitude and altitude**. Cad. Bras. Ens. Fís., v. 25, n. 3: p. 561-568, dez. 2008. (in portuguese).

MITCHELL, R. W.; BOWYER P. M. **Water Injection Methods**. SPE, 1986.

MOODY, L. F. **Friction factors for pipe flow**. Transactions of the ASME, 66, 8, p. 671-684, 1944.

NIKURADSE, J. **Laws of Flow in Rough Pipes: NACA**, Technical report nº 1292, 1933.

PEREIRA, V.M.S. **Análise Da Resposta Dinâmica Do Tubo Vertical Do Sistema de riser suspenso e ancorado por amarras (RSAA)**. 146 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Naval, Departamento de Coppe, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2011.

PETROBRAS. **Relatório de Impacto Ambiental. Atividade de Produção e Escoamento de Petróleo e Gás Natural do Pólo Pré-Sal da Bacia de Santos – Etapa 2**. Fevereiro 2014, Revisão 03. Disponível em: <http://www.petrobras.com.br/pt/sociedade-e-meio-ambiente/meio-ambiente/licenciamento-ambiental/> Acesso em 06 jan. 2016.

POPE, S. B. **Turbulent flows**. Cambridge University Press, 2000.

RAVAGNANI, A. T. F. S. G. **Modelagem técnico-econômico de sequestro de CO₂ considerando injeção em campos maduros**. Campinas: UNICAMP, 2007. 181 p. Tese (Doutorado) – Curso de Ciências e Engenharia de Petróleo, Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2007.

REYNOLDS, O. **On the Dynamical Theory of Incompressible Viscous Fluids and the Determination of the Criterion**. Philosophical Transactions of the Royal Society of London Series A, Vol. 186, pp. 123-164, 1895.

RODRIGUES, A.; SUDAIA D. **Polímeros usados na indústria do petróleo: cabos de ancoragem e dutos para produção e transporte de petróleo**. Trabalho Apresentado na 7ª Semana de Polímeros, 2013. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Instituto de Macromoléculas Professora Eloisa Mano – IMA. Disponível em: <http://www.ima.ufrj.br/noticiasextensao/apresentacoes-da-7a-semana-de-polimeros/> Acesso em 30 jul. 2016.

ROSA, A.J.; CARVALHO, R.S.; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de Reservatórios de Petróleo**. Editora Interciência. Rio de Janeiro, RJ. 2006.

SAMADIANFARD, S. **Gene expression programming analysis of implicit Colebrook–White equation inturbulent flow friction factor calculation**. Journal of Petroleum Science and Engineering 92–93, 48–55, 2012.

SOUSA, J. R. M. **Análise Local de Linhas Flexíveis pelo Método de Elementos Finitos**. Tese de D.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ. 2005.

STEL, H; MORALES, R. E. M; FRANCO, A. T; JUNQUEIRA, S. L. M; ERTHAL, R. H; GONÇALVES, M. A. L. **Numerical and Experimental Analysis of Turbulent Flow in Corrugated Pipes**. J. Fluids Eng. 132(7), (Jul 22, 2010).

SUTARDI, T.; Ching, C. Y. **The response of a turbulent boundary layer to different shaped transverse grooves**. Experiments in Fluids, Vol. 35, pp. 325-337, 2003.

SPIVEY, J.P; MCCAIN JR, W.D; NORTH, R. **Estimating Density, Formation Volume**

Factor, Compressibility, Methane Solubility, and Viscosity for Oilfield Brines at Temperatures From 0 to 275° C, Pressures to 200 MPa, and Salinities to 5.7 mole/kg. Journal of Canadian Petroleum Technology (2004).

SWAMEE, P.K. **Design of submarine oil pipeline.** Journal of Transportation Engineering, New York, v. 119, n. 1, p. 159-170, 1993.

TECHNIP – **Linhas flexíveis.** Disponível em: <http://www.technip.com> - Acesso em 05 jul. 2015.

TENNEKES, H.; LUMLEY, J. L. **A first course in turbulence,** MIT Press, 1972.

VIJIAPURAPU, S.; CUI, J. **Simulation of Turbulent Flow in a Ribbed Pipe Using Large Eddy Simulation: Numerical Heat Transfer, Part A, Vol. 51, pp. 1137-1165,** 2007.

WILLHITE, G. P. **Waterflooding.** SPE – Society of Petroleum Engineering, Textbook series vol.3. Richardson, TX, 1986.

XAVIER, F. G., **Avaliação da Vida em Fadiga de um Novo Modelo de Terminal Conector para Dutos Flexíveis.** Tese de Doutorado, UFRS, Rio Grande do Sul, 2009.

YIN, S.; Leggoe J.; TENG D.; PICKERING P. **Experimentation and Computational Fluid Dynamics Modelling of Roughness Effects in Flexible Pipelines.** CEED Seminar Proceedings 2014.