

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ALAGOAS

CENTRO DE TECNOLOGIA

ENGENHARIA DE PETRÓLEO

ANDREZA PORTO MOURA

**SIMULAÇÃO EM CFD DA INFLUÊNCIA DO TEOR DE AREIA EM DUTOS DE
PRODUÇÃO**

MACEIÓ

2021

ANDREZA PORTO MOURA

**SIMULAÇÃO EM CFD DA INFLUÊNCIA DO TEOR DE AREIA EM DUTOS DE
PRODUÇÃO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia de Petróleo da Universidade Federal de Alagoas como requisito para obtenção do grau de Engenharia de Petróleo.

Orientador: Prof. Dr. Leonardo Mendonça Tenório de Magalhães Oliveira.

Maceió

2021

**Catálogo na fonte Universidade
Federal de Alagoas Biblioteca Central
Divisão de Tratamento Técnico**

Bibliotecária: Livia Silva dos Santos – CRB-4 – 1670

M929s Moura, Andreza Porto.

Simulação em CFD da influência do teor de areia em duto de
produção / Andreza Porto Moura. – 2021.

61 f.:il.

Orientador: Leonardo Mendonça Tenório de Magalhães
Oliveira. Monografia (Trabalho de Conclusão de Curso em
Engenharia de Petróleo) –

Universidade Federal de Alagoas. Centro de Tecnologia. Maceió, 2021.

Bibliografia: f. 54-61

1. Fluidodinâmica computacional. 2. Poços de petróleo - Areia. 3.
Geometria de poços. 4. Produção – Poços – Areia. I. Título.

FOLHA DE APROVAÇÃO

ANDREZA PORTO MOURA

SIMULAÇÃO EM CFD DA INFLUÊNCIA DO TEOR DE AREIA EM DUTOS DE PRODUÇÃO

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia de Petróleo da Universidade Federal de Alagoas como requisito para obtenção do grau de Engenharia de Petróleo.

Aprovado em 17 de setembro de 2021.

Banca examinadora

Leonardo Mendonça Tenório de Magalhães Oliveira

Leonardo Mendonça Tenório de Magalhães Oliveira

Rodolfo Junqueira Brandão

Rodolfo Junqueira Brandão

Lucas Meili

Lucas Meili

DEDICATÓRIA

Dedico esse trabalho aos meus familiares e amigos que sempre me apoiaram e acreditaram na minha capacidade.

RESUMO

A presença de areia junto aos hidrocarbonetos em produção são quase sempre prejudiciais à produtividade dos poços. Esse fato promove consequências como problemas em dispositivos e equipamentos, além de obstruções e consequentemente, diminuições da vazão de fluxo dos fluidos produzidos, ocasionando em perdas de produtividade do campo. O presente trabalho tem como objetivo o estudo da influência do teor de areia em dutos de produção através da e simulação utilizando as ferramentas de fluidodinâmica computacional ICEM CFD e ANSYS CFX 13.0 em cenários de poço vertical, direcional e horizontal, havendo variações de parâmetros como a saturação dos fluidos presentes no sistema e o tipo de óleo em produção. Os resultados obtidos indicaram alguns impactos da produção excessiva de areia nos poços de petróleo, como diminuição da produtividade e aumento da perda de carga para a elevação dos fluidos.

Palavras-chave: Produção de areia; Fluidodinâmica computacional; Geometria de poços; Fluxo de sólidos.

ABSTRACT

Sand produced with hydrocarbons is often detrimental to well productivity. This fact generates consequences such as problems in devices and equipment, in addition to obstructions and, consequently, reductions in the flow rate of the fluids obtained, resulting in losses in field productivity. This work aims to study the impact of sand content in production pipelines through and simulation using the computational fluid dynamics tools ICEM CFD and ANSYS CFX 13.0 in vertical, directional and horizontal well scenarios, with parameter variations such as fluid saturation shows in the system and the production flow considered. The results obtained indicated some impacts of excessive sand production in oil wells, such as reduced productivity and increased head loss for fluid elevation.

Keywords: Sand production; Computational Fluid Dynamics; Well geometry; Solid flow.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Produção de petróleo e gás natural no Brasil entre 1990 e 2019.....	14
Figura 2 – Equipamentos utilizados na coluna de produção.....	17
Figura 3 – Tipos de completção: (a) completção simples; (b) completção seletiva.....	21
Figura 4 – Stand alone: a) Tubo ranhurado; b) Tela pré-empacotada.....	22
Figura 5 – Preenchimento da tela com Gravel Packing.....	23
Figura 6 – Frac Packing: status original; (b) empurrar cascalho para a formação; (c) status após o cascalho ter sido empurrado para a formação; e (d) Frac-packing.....	23
Figura 7: Principais perdas de carga durante a produção de petróleo.....	25
Figura 8 – Principais localizações dos nós num sistema de produção de petróleo.....	26
Figura 9 – Autores e métodos de estudo em suas respectivas produções científicas.....	33
Figura 10 – Etapas da metodologia do trabalho.....	35
Figura 11- Geometrias utilizadas no problema.....	36
Figura 12 – Fração volumétrica de areia.....	40
Figura 13 – Fração volumétrica de areia no duto ampliado.....	41
Figura 14 – Velocidade do óleo num plano transversal ao duto.....	42
Figura 15 – Velocidade do óleo nos dutos.....	42
Figura 16 - perda de carga no duto vertical com e sem a presença de areia.....	43
Figura 17 – Fração volumétrica de areia num plano transversal.....	44
Figura 18 – Perda de carga de acordo com o tipo de óleo.	45
Figura 19 – Vazão de óleo na saída do poço.....	46

Figura 20 – Queda de pressão ao variar a saturação de areia.....	46
Figura 21 – Perda de carga para diversas geometrias.....	47
Figura 22 – Diminuição da velocidade superficial do óleo nas curvas dos dutos.....	48
Figura 23 – Acúmulo de areia nas curvas dos dutos.....	49
Figura 24 – Linhas de corrente.....	49
Figura 25 – Placa defletora num vaso separador.....	50
Figura 26 – Fração volumétrica de areia nos dutos com e sem água.....	51
Figura 27 – Queda de pressão com o acréscimo de água no sistema.....	51
Figura 28 – Vazão de óleo e areia.....	52

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Granulometria sedimentar das principais rochas reservatórios.....	24
Tabela 2 – Características das malhas.....	37
Tabela 3 – Propriedades dos fluidos.....	37

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGAS

CFD	Computational Fluid Dynamics
DHSV	Downhole Safety Valve
IEA	Internacional Energy Agency
SSW	Smart soft water

LISTA DE SÍMBOLOS

τ - Tensão de cisalhamento

\bar{P}_r - Pressão média do reservatório

ΔP - Variação de pressão

C_v - concentração volumétrica da areia

d - Diâmetro

E_o - constante usada para modelagem perto da parede

g - Aceleração da gravidade

h_{tot} - Entalpia

i_m - gradiente de energia da mistura óleo-areia

$P_{nó}$ - Pressão na região de escolha do nó

P_{sep} - Pressão no separador

Re - Número de Reynolds

RE_m - Valor máximo de embalagem definido pelo usuário.

SE - Fonte de energia

S_M - Fonte de momento

T - Temperatura

t - Tempo

U - Vetor velocidade

θ - ângulo de inclinação do poço

λ - Condutividade térmica

μ - viscosidade molecular

μ_{ref} - Viscosidade molecular da água em alguma temperatura e pressão de referência

ρ - Massa específica

ρ_L - massa específica do óleo

ρ_m - massa específica da mistura

ρ_s - massa específica da areia

∇ - Vetor gradiente

σ - Tensão Superficial

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	11
2 OBJETIVOS	13
2.1 Objetivos gerais	13
2.2 Objetivos específicos	13
3 REVISÃO DE LITERATURA.....	14
3.1 Produção de petróleo na atualidade.....	14
3.2 Elementos de produtividade	15
3.2.1 Geração de petróleo.....	15
3.2.2 Produção de petróleo.....	15
3.2.3 Coluna de Produção.....	16
3.3 Produção de areia.....	18
3.3.1 Tipos de produção areia.....	18
3.3.1.1 Produção transiente de areia.....	18
3.3.1.2 Produção contínua de areia.....	18
3.3.1.3 Produção catastrófica de areia.....	18
3.3.2 Mecanismos de produção de areia.....	18
3.3.2.1 Força da formação.....	19
3.3.2.2 Mudanças de tensões <i>in-situ</i>	19
3.3.2.3 Taxa de produção.....	19

3.3.3	Formações propensas a elevada produção de areia.....	19
3.3.4	Consequências da produção de areia.....	19
3.3.5	Controle de areia.....	20
3.3.5.1	Completação seletiva.....	20
3.3.5.2	Mudanças de vazão.....	21
3.3.5.3	Injeção de resinas.....	21
3.3.5.4	<i>Stand Alone</i>	22
3.3.5.5	Empacotamento.....	22
3.3.6	Características granulométricas de rochas reservatório.....	24
3.4	Perdas de carga na coluna de produção.....	24
3.4.1	Análise nodal do escoamento.....	26
3.4.2	Gradiente de pressão bifásico óleo-areia.....	27
3.5	Simulação computacional em CFD.....	27
3.5.1	Método dos volumes finitos.....	28
3.5.2	Equações de conservação.....	28
3.5.3	Modelos de arraste.....	29
4.	ESTADO DA ARTE.....	32
5	METODOLOGIA.....	35
5.1	Delimitação do problema.....	35
5.2	Malha numérica.....	36
5.3	Propriedades dos materiais	37

5.4	Condições e cenários	37
5.5	Modelo matemático.....	38
6	RESULTADOS.....	40
6.1	Influência da adição de areia no sistema.....	40
6.2	Influência do tipo de óleo.....	43
6.3	Avaliação da saturação de areia.....	45
6.4	Avaliação da geometria.....	47
6.5	Influência da água nos dutos	50
7	CONCLUSÕES.....	53
	REFERÊNCIAS.....	54

1 INTRODUÇÃO

A produção de areia nos campos petrolíferos ocorre quando existe fluxo de sólidos naturalmente presentes no reservatório ou do poço perfurado junto ao fluxo de hidrocarbonetos. Com isso, os efeitos relativos à esta produção são quase sempre prejudiciais ao desempenho dos poços, ocasionando consequências indesejadas na cadeia produtiva (MASSA, 2012).

Corrosões na coluna de produção, problemas em dispositivos de cabeça de poço e subaquáticos, erosão de oleodutos e instalações de superfície, entupimentos de canhoneados, obstruções que ocasionam em perdas de produtividade, mudanças da permeabilidade da formação, colapsos do revestimento de produção, além de impactos ambientais são alguns dos principais problemas associados à presença de areia em produção (YAN et al., 2018; CLIMENT et al., 2014; RAMIREZ, 2014).

Para contornar tais eventos, são empregados sistemas de controle e contenção de areia visando mitigar impactos. Desse modo, aparecem alternativas como a diminuição da vazão do fluxo de produção, onde as partículas sólidas não tendem a soltar da formação em direção aos dutos. Outra opção de controle é inserir o ponto de canhoneamento, que é o local de migração direta dos fluidos do reservatório em direção ao poço, em intervalos mais consolidados. Porém, estes métodos têm como ponto negativo a diminuição do fluxo de produção dos hidrocarbonetos (PEREIRA, SANTANA, 2019).

Outras técnicas de contenção aplicadas diretamente ao poço são ainda largamente utilizadas de modo a evitar futuros gastos com intervenções. As principais são a tela de tubo rasgado, tela pré-empacotada, *gravel pack* e *frac pack*. A escolha do método depende do cenário ao qual será inserido (ZHOU, SUN, 2016; SALOMÃO, 2018).

Desse modo, objetiva-se que essa produção de sólidos seja previamente identificada e controlada, de modo a evitar graves acidentes em plataformas, danos ao meio ambiente e à vida humana.

Dentre as principais metodologias aplicadas para a previsão de tais fenômenos durante a produção, encontra-se a simulação numérica, que aparece como uma ferramenta computacional de suporte à decisão em projetos de desenvolvimento e produção de hidrocarbonetos e permite a obtenção de informações sobre o desempenho dos processos,

possibilitando a determinação de condições ótimas, além de auxiliar a tomada de decisões, aumentando a vida útil do reservatório (WANDEARLEY, 2014; CUNHA 2014).

Portanto, o presente trabalho visa o estudo da influência do teor de areia em dutos de produção, avaliando também o tipo de óleo e a presença de água através da aplicação de modelagem de um problema multifásico Euler-Euler utilizando fluidodinâmica computacional (CFD). O estudo avaliou também a previsão de comportamento via diferentes configurações de coluna de produção, voltando-se as análises para poços verticais, direcionais e horizontais.

2 OBJETIVOS

2.1 Objetivos gerais

Estudar a influência do teor de areia em diferentes configurações de dutos de produção utilizando a simulação em fluidodinâmica computacional.

2.2 Objetivos específicos

- Construir uma geometria e malha numérica com o objetivo de modelar o problema da areia em dutos de produção de petróleo via *software* ICEM CFD;
- Estudar o volume de areia produzido sob influência da variação entre óleo leve e óleo pesado;
- Analisar a influência da geometria da coluna de produção em três diferentes cenários: vertical, direcional e horizontal na produção de areia.
- Analisar a influência da saturação da água na elevação dos hidrocarbonetos com produção de sólidos;
- Analisar o gradiente de pressão em função do teor de areia observado.

3 REVISÃO DE LITERATURA

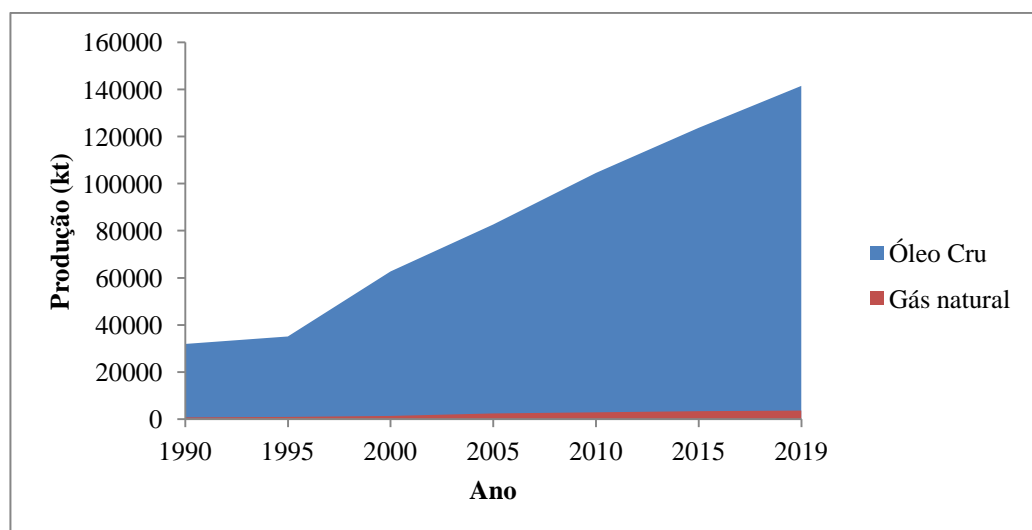
3.1 Produção de petróleo na atualidade

A demanda mundial de energia está em constante crescimento devido à urbanização e ao aumento populacional. Conseqüentemente, a necessidade de petróleo, principal fonte energética em todo o planeta, tem aumentado de modo a garantir o abastecimento acessível e suprir seu consumo (BRITISH PETROLEUM, 2020; LAWAN et al., 2019).

Segundo a Internacional Energy Agency (2017, 2020a), a demanda global de energia deve aumentar em 30% até o ano de 2040. Esse fato é produto de vários fatores: Além do crescimento do setor elétrico em todo o mundo, com aumento do número de habitantes, a demanda por plásticos está crescendo consideravelmente, o que sugere maior consumo de petroquímicos. Nos últimos anos, a indústria de viagens aéreas também obteve uma expansão graças ao aumento do número de passageiros. A demanda continuará a crescer fortemente, apoiada pelo aumento da renda nos países em desenvolvimento, mais aeroportos sendo construídos e o aumento das frotas de companhias aéreas. Todos esses fatores demonstram a necessidade da exploração e produção de petróleo para suprir o aumento da demanda em todo o mundo.

No cenário brasileiro, a demanda total de energia dobrou desde 1990. Do mesmo modo, a produção de óleo e gás natural, que além abastecer o mercado interno também é direcionada a exportação, obteve considerável crescimento como é mostrado na figura 1.

Figura 1 – Produção de petróleo e gás natural no Brasil entre 1990 e 2019.



Fonte: Adaptado de IEA Oil Information (2020).

O aumento de produção crescente até o ano atual confirmaram o status do Brasil como uma das principais províncias de petróleo e gás do mundo. As importantes descobertas do "pré-sal" e produção desses campos ganharam considerável impulso nos últimos anos, compensando a queda na produção de campos maduros em outros lugares (PETROBRAS, 2014; INTERNACIONAL ENERGY AGENCY, 2020b).

3.2 Elementos de produtividade

3.2.1 Geração de petróleo

O depósito de hidrocarbonetos é formado a partir da síntese de matéria orgânica por organismos vivos que deve ser depositado e preservado em sedimentos de baixa permeabilidade, de forma a inibir a ação oxidante da água (TISSOT, WELTE 2013).

Após esse processo, o produto gerado deve ser submetido à pressões e temperaturas crescentes para que ocorram os processos como a diagênese, com formação de querogênio; catagênese com a quebra das moléculas de querogênio em gás e hidrocarbonetos líquidos; E metagênese, onde estes são transformados em gás leve. Caso ocorra incremento de pressão e temperatura, ocorrerá o metamorfismo, onde há a degradação do hidrocarboneto formado (ANP, 2017).

Uma vez formado, o petróleo deverá migrar da rocha geradora para a rocha reservatório, onde será armazenado devido à presença da rocha selante que impede seu fluxo e favorece a acumulação.

3.2.2 Produção de petróleo

O processo que tem como objetivo a retirada dos hidrocarbonetos da rocha reservatório em direção à superfície terrestre é denominado produção. O canhoneio é a etapa de abertura de furos laterais na rocha com cargas explosivas para obtenção do fluxo, permitindo o escoamento desses fluidos para o interior do poço. Uma tubulação, denominada coluna de produção, é introduzida no poço para levar os fluidos até a superfície (GURGEL et al., 2013).

Quando a pressão do reservatório é suficiente para que o fluxo de petróleo percorra o poço em direção à superfície de modo natural, o poço é considerado surgente. Esse fato deve-se ao gradiente de pressão entre a rocha e à superfície provocado pelos mecanismos de

produção natural. Dentre os principais estão o mecanismo de gás em solução, mecanismo de capa de gás, mecanismo de influxo de água e segregação gravitacional (THOMAS, 2004). Desse modo, caso seja necessário fornecer alguma energia auxiliar no interior do poço, é preciso usar artifícios para promover pressão adicional aos fluidos e a surgência é dita artificial. (CORRÊA, 2003)

3.2.3 Coluna de Produção

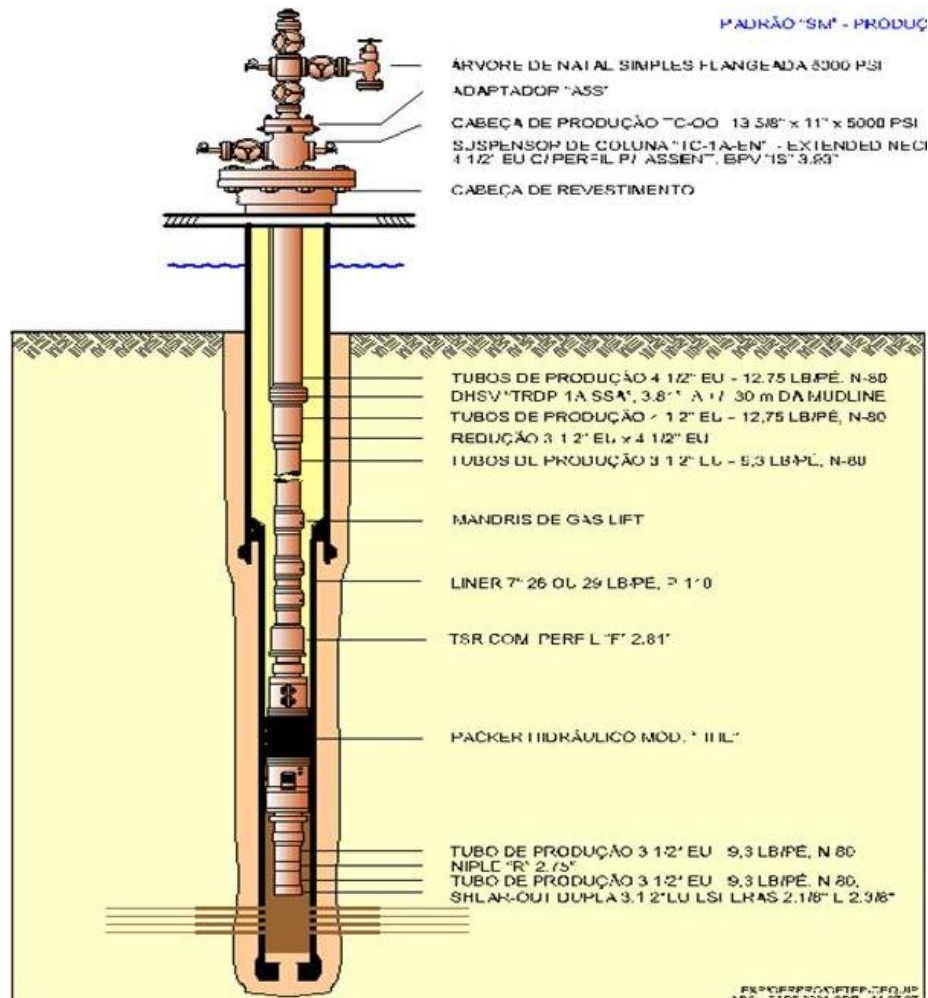
O principal objetivo da coluna de produção é a condução dos fluidos produzidos do fundo do poço até a superfície, protegendo o revestimento contra ação de corrosões e de pressões elevadas. Porém, também permite a circulação de fluidos em intervenções, além de ser responsável por permitir instalação de equipamentos de segurança na subsuperfície (CAVALCANTE, 2016; SILVA, FRANCISS, 2019).

Segundo Gonçalves (2013), os principais equipamentos de uma coluna de produção são:

- Tubos de produção – são os componentes básicos da coluna e representam o maior custo dentre os equipamentos de subsuperfície.
- Válvulas de segurança de subsuperfície (DHSV) – Possuem a função de fechar o poço em casos de emergência.
- Mandris de Gas-lift – São componentes que alojam as válvulas que permitiram a circulação do gás do espaço anular para a coluna de produção.
- *Packer* de produção – serve para compor a primeira barreira de segurança e tem a função básica de promover a vedação do espaço anular entre o revestimento e a coluna de produção.
- *Nipple* – Serve para assentar plugs de isolamento de zonas produtoras, válvulas que impedem perda de fluido para a formação, registradores de pressão e chokes.
- *Shear-out* – é um equipamento instalado na extremidade inferior da coluna de produção que permite o tamponamento temporário desta.
- Junta telescópica (TSR) – Promove a absorção da expansão ou contração da coluna de produção, causadas pelas variações de temperatura sofridas.

A localização desses equipamentos num poço é mostrada na Figura 2.

Figura 2 – Equipamentos utilizados na coluna de produção.



Fonte: Matos (2007).

Além desses, também são importante os seguintes equipamentos:

- *Hidro-trip* – Assim como a *shear-out*, também serve para tamponamento temporário da coluna, Porém por ter rosca na parte inferior, pode ser instalada em qualquer ponto da coluna.
- Camisa deslizante (*sliding sleeve*) – consiste em uma camisa interna que pode ser aberta ou fechada, quando necessário, promovendo a comunicação entre a coluna e o espaço anular.
- *Check valve* – é uma válvula que serve para impedir o fluxo no sentido descendente.
- Unidade selante – equipamento descido na extremidade da coluna com o objetivo de promover a vedação entre a coluna e o packer.

3.3 Produção de areia

A produção de partículas durante a extração de fluídos de uma rocha reservatório é designada por produção de areia e geralmente é desenvolvida por reservatórios de arenitos não-consolidados. Essa produção poderá ser classificada de acordo com seu comportamento durante a produção, podendo causar danos ao poço. Para isso, são utilizados métodos de controle e contenção tentativa de mitigar tais problemas (MARTINS, 2011).

3.3.1 Tipos de produção areia

Esta situação adversa poderá ser classificada de acordo com sua continuidade de produção, bem como quanto aos danos que podem vir a causar na produtividade do campo de petróleo. Desse modo, pode ser transiente, contínua ou catastrófica.

3.3.1.1 Produção transiente de areia

Refere-se à produção de areia que diminui com o tempo em condições de produção de poço constantes. Este fenômeno é frequentemente observado durante a limpeza após perfuração ou acidificação e após *breakthrough*. (TORRADO, 2020; PAPAMICHOS, 2006).

3.3.1.2 Produção contínua de areia

Ocorre quando níveis contínuos de produção de areia são observados. Parte da areia continuamente produzida se instala dentro do poço, o que dependendo da quantidade, pode gerar bloqueio para o fluxo de hidrocarbonetos (TORRADO, 2020).

3.3.1.3 Produção catastrófica de areia

De acordo com Torrado (2020) e Papamichos (2006), esse tipo de produção é observada quando há uma taxa de influxo de areia muito alta que faz com que produza perdas grandes do fluxo de produção de petróleo por entupimentos ou danos graves ao poço.

3.3.2 Mecanismos de produção de areia

Os mecanismos estão relacionados ao modo que a areia de produção sofreu deslocamento da formação em direção ao poço. Podem ser provocados pela força da formação, tensões *in situ* e pela vazão de produção.

3.3.2.1 Força da formação

Ao longo do processo de retirada de hidrocarbonetos de subsuperfície ocorre a diminuição da pressão dos poros do reservatório. Se essa diminuição for elevada o suficiente para que a tensão efetiva (diferença entre a tensão de sobrecarga e a dos poros) exceda a resistência da formação, poderão ocorrer colapsos e afundamento da formação (ZHOU, SUN 2016; KHAMEHCHI, REISI, 2015).

3.3.2.2 Mudanças de tensões *in-situ*

As tensões *in situ* são as tensões em que o solo está submetido a determinada profundidade em situações normais. No reservatório, estas tensões podem ser consideradas como um dos fatores mais importantes que afetam a produção de areia. Em geral, com o aumento da profundidade, as tensões *in situ* aumentam e mais areia é produzida (FETRATI, PAK, 2020).

3.3.2.3 Taxa de produção

Um aumento na taxa de produção leva a um grande gradiente de pressão de fluido perto do furo de poço e tende a atrair areia para esta região. Desse modo, uma combinação de pressão e fluxo de fluido pode resultar em falha de uma areia consolidada (KHAMEHCHI, REISI, 2015).

3.3.3 Formações propensas a elevada produção de areia

Segundo Pereira e Santana (2019), as rochas com maiores riscos de produção de areia nos poços de petróleo são as formações compostas por arenitos inconsolidados, onde cerca de 70% dos reservatórios de petróleo do mundo são constituídos por esse tipo de rocha. O grau de consolidação indica a força com que os grãos de areia individuais são unidos. Os reservatórios que possuem rochas inconsolidadas geralmente estão presentes em regiões de baixa profundidade e de alta porosidade. A baixa cimentação também é um fator que influencia na consolidação das rochas em torno do poço, quanto maior a cimentação, mais resistente será a rocha.

3.3.4 Consequências da produção de areia

A areia de produção acompanha diversos danos aos equipamentos. Se não houver a

contenção destes sólidos, eles formam obstruções ocasionando em gastos operacionais e perda da produtividade do campo.

Segundo Garolera et al. (2018), a alta produção de areia pode provocar erosão nas instalações de fundo de poço que, quando expostas aos hidrocarbonetos, provocam ainda maior corrosão. Caso a vazão de produção seja alta o suficiente, os sólidos vão ser carregados através da coluna de produção danificando não apenas o equipamento subterrâneo, mas também todas as instalações de superfície, podendo gerar riscos de incêndio e explosão em reservatórios de gás.

Segundo Ahmed et al.(2017) e Carvalho (2008), os vasos separadores de petróleo são utilizados para desagregar os fluidos produzidos. Com isso, a areia que é levada ao separador é depositada no fundo por diferença de densidade, o que promove redução do seu tempo de residência e da eficiência do equipamento.

De acordo com Martins (2011), a válvula de segurança subterrânea pode ficar emperrada e inoperante após ser erodida por partículas de areia. Desse modo, a falha do equipamento gera também problemas de segurança e com o meio ambiente. Além disso, se a produção de areia for em larga escala, pode resultar em vazios atrás do revestimento podendo gerar o colapso das camadas sobrepostas.

Devido ao grande quantidade de produção de areia, as despesas operacionais também aumentam para a correção dos equipamentos danificados em operações de fechamento e limpeza, inspeção e reinstalação de equipamentos, ocasionando também a perda de produção durante estas paradas. Além disso, também há a necessidade de limpeza da areia com óleo aderido, armazenamento, transporte e descarte adequado (MAHMUD et al., 2019).

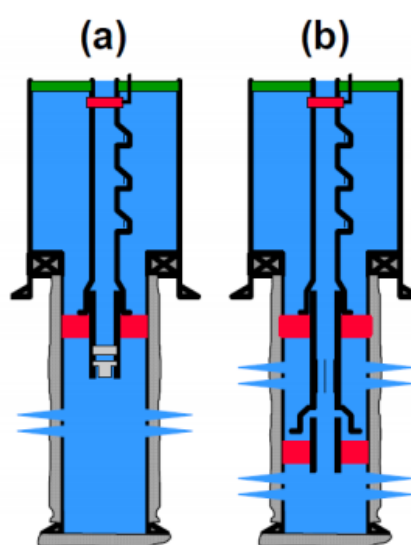
3.3.5 Controle de areia

Devido à necessidade de minimizar os impactos causados pela produção de sólidos, foram criadas algumas técnicas de controle. Tais técnicas podem ser classificadas em métodos não-mecânicos, como completação seletiva, mudanças de vazão e injeção de resinas, ou mecânicos que possuem a função de filtrar esses sólidos. Os principais são os o *stand alone* e o empacotamento.

3.3.5.1 Completação seletiva

O canhoneamento é a utilização de explosivos para formar uma abertura que permita a migração de fluidos do reservatório em direção ao poço. Desse modo, a completção seletiva refere-se ao método de canhonear apenas as regiões mais resistentes do reservatório, colocando em produção somente as regiões que suportam um diferencial de pressão maior (MARTINS, 2011), evitando a migração de partículas sólidas para produção. A Figura 3 apresenta esse tipo de completção onde as regiões canhoneadas foram previamente escolhidas de acordo com a resistência.

Figura 3 – Tipos de completção: (a) completção simples; (b) completção seletiva.



Fonte: Adaptado de Silveira e Penna (2016).

3.3.5.2 Mudanças de vazão

Consiste na redução da vazão de produção dos hidrocarbonetos com o objetivo da redução do arraste de sólidos até atingir níveis aceitáveis de areia produzida. Porém, essa técnica possui a desvantagem da perda de produtividade e de receitas devido à produção em níveis menores que a vazão máxima. Todavia, é um método bastante utilizado em poços horizontais (MARTINS, 2011).

3.3.5.3 Injeção de resinas

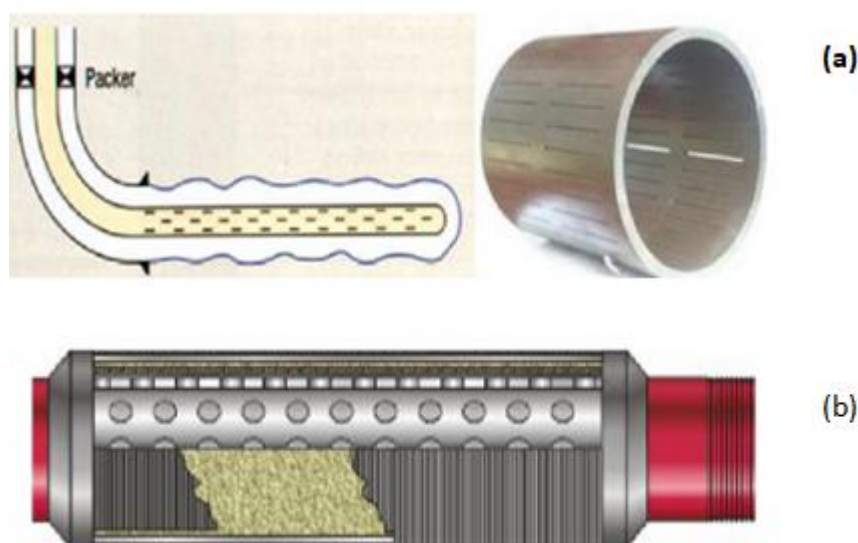
Essas resinas funcionam como agentes cimentantes, unindo-se aos grãos de areia, aumentando a coesão e a sua resistência ao arraste. Dessa forma, permite que o poço opere com maiores diferenciais de pressão e vazões de produção, reduzindo o deslocamento de

partículas sólidas produzidas (MARTINS, 2011).

3.3.5.4 *Stand Alone*

Esta técnica consiste na utilização de um tubo ranhurado ou uma tela para contenção diretamente com a formação, como mostrado na Figura 4.

Figura 4 – Stand alone: a) Tubo ranhurado; b) Tela pré-empacotada.



Fonte : Adaptado de Villarroel (2010)

A tela pré-empacotada, uma das mais utilizadas, utiliza duas camadas de telas geralmente preenchidas com cascalhos (*gravel*) de diâmetros pré-selecionados que servirão como um filtro para que ocorra, preferencialmente, apenas a passagem de fluidos e os sólidos sejam retidos. Ressalta-se que essas telas devem ser utilizadas em formações com pouca quantidade de finos para que essas partículas não provoquem redução da permeabilidade do poço (VILLARROEL, 2010).

3.3.5.5 Empacotamento

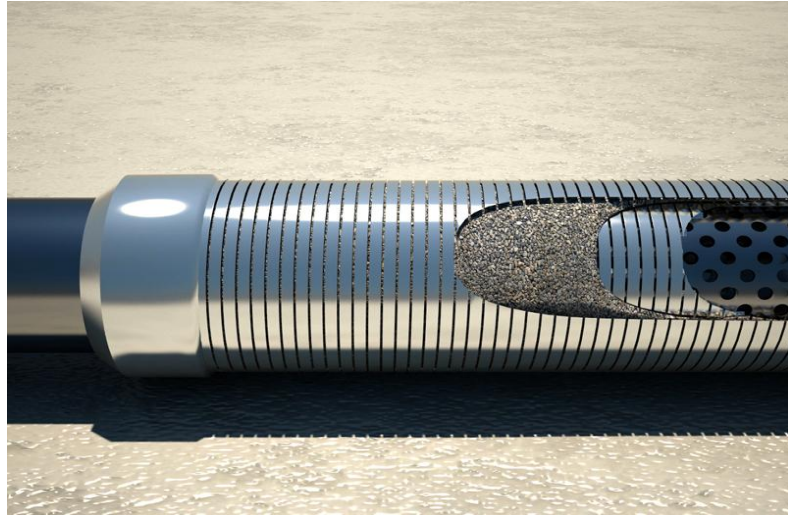
Consiste em uma combinação de técnicas que objetivam o controle da produção de areia no poço. Os principais métodos de empacotamento são *gravel pack* e *frac-pack*.

Gravel Packing

É constituído de um filtro de areia sobreposto a uma tela de metal projetado para evitar

a passagem de areia. O objetivo principal é estabilizar a formação, reter o material de maiores diâmetros, causando prejuízo mínimo à produtividade do poço (SCHLUMBERGER, 2007).

Figura 5 – Preenchimento da tela com Gravel Packing.

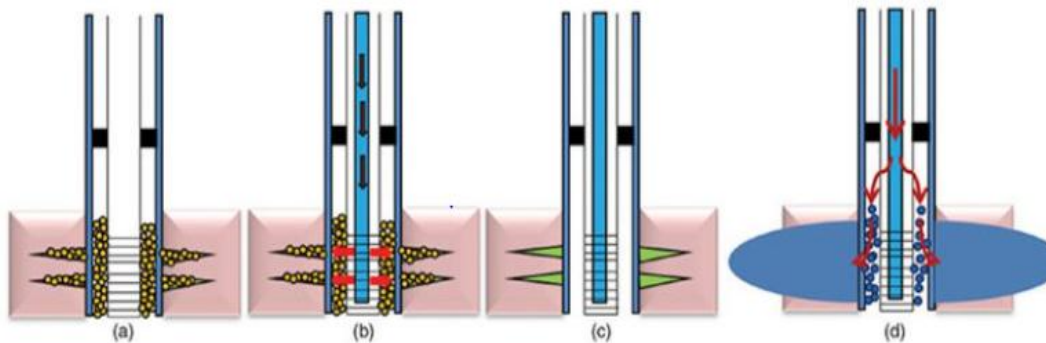


Fonte: GUANGXING SCREENS (2017).

Frac-pack

Envolve o fraturamento hidráulico de um reservatório e a colocação de um *gravel Pack* simultaneamente. A fratura é criada usando um fluido de alta viscosidade, que é bombeado acima da pressão de fraturamento. Objetiva-se que com uma fratura entre o reservatório e poço transforme o fluxo radial em fluxo linear, reduzindo assim o gradiente de pressão (SCHUMBERGER 2007; MASSA, 2012).

Figura 6 – Frac Packing: status original; (b) empurrar cascalho para a formação; (c) status após o cascalho ter sido empurrado para a formação; e (d) Frac-packing.



Fonte: FEDER (2019).

3.3.6 Características granulométricas de rochas reservatório

De acordo com Rocha (2016), as rochas reservatório de petróleo podem ser compostas por diâmetros granulométricos correspondentes de areia a seixo, onde estes variam de 0,064 mm a 64 mm. Isso ocorre pois essa faixa granulométrica é caracterizada por rochas com porosidade adequada para o armazenamento adequado dos hidrocarbonetos. Dentre essa faixa, os reservatórios são formados preferencialmente por arenitos, calcarenitos e conglomerados diversos, o Tabela 1 apresenta a classificação granulométrica dos sedimentos das principais rochas-reservatórios.

Tabela 1 – Granulometria sedimentar das principais rochas reservatórios.

	Diâmetro	Tipo
Conglomerados	de 2 mm a 4 mm	-
Arenitos e calcarenitos	de 1 mm a 2 mm	Muito grosso
	de 0,5 mm a 1 mm	Grosso
	de 0,25 mm a 0,5 mm	Médio
	de 0,125 mm a 0,25 mm	Fino
	de 0,064 mm a 0,125 mm	Muito fino

Fonte: Adaptado de SERVIÇO GEOLÓGICO DO BRASIL (2016).

3.4 Perdas de carga na coluna de produção

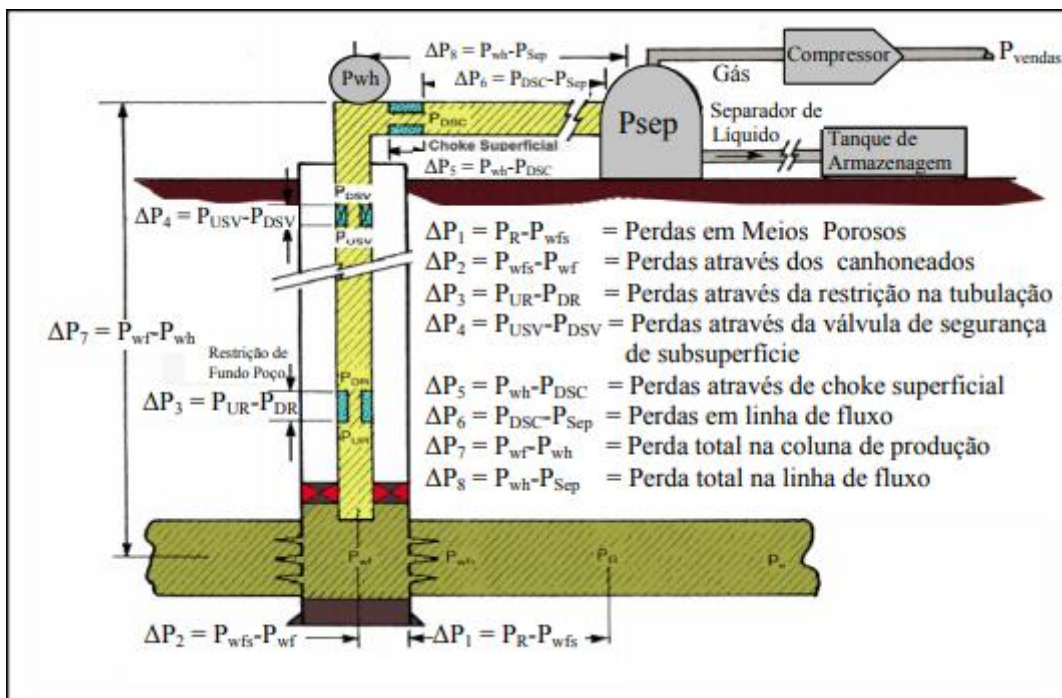
A elevação de hidrocarbonetos é o processo responsável por garantir o fluxo de petróleo do reservatório até a unidade de produção. A pressão existente no reservatório é gerada pelo peso das camadas de rochas sobrepostas que gera uma tendência natural do hidrocarboneto ser deslocado da região de maior pressão, que é o interior do reservatório, para a de menor pressão, que é o interior da coluna de produção. Desse modo, para que ocorra o fluxo de fluidos num sistema de produção é necessário que a energia do reservatório seja

capaz de superar as perdas de carga nos diversos componentes do sistema (SOUSA et al., 2013).

Um sistema de produção completo possui três fases. A primeira delas é o fluxo de fluidos através do meio poroso. Logo após, quando os fluidos alcança a região do fundo do poço ocorre o fluxo através da tubulação vertical ou direcional e, por fim, o fluxo através de tubulações horizontais.

A Figura 7 apresenta as principais regiões que ocorrem perdas de carga num sistema de produção de petróleo, desde o reservatório até o separador.

Figura 7: Principais perdas de carga durante a produção de petróleo.



Fonte: Adaptado de Ahmed et al. (2019).

Segundo Benter (2014), as principais regiões de perda são:

- ΔP_1 = Perda de pressão em meios porosos;
- ΔP_2 = Perda de pressão através dos canhoneados;
- ΔP_3 = Perda de pressão através das restrições;
- ΔP_4 = Perda de pressão através da válvula de segurança de subsuperfície;
- ΔP_5 = Perda de pressão através de chokes superficiais;
- ΔP_6 = Perda de pressão em linhas de fluxo;

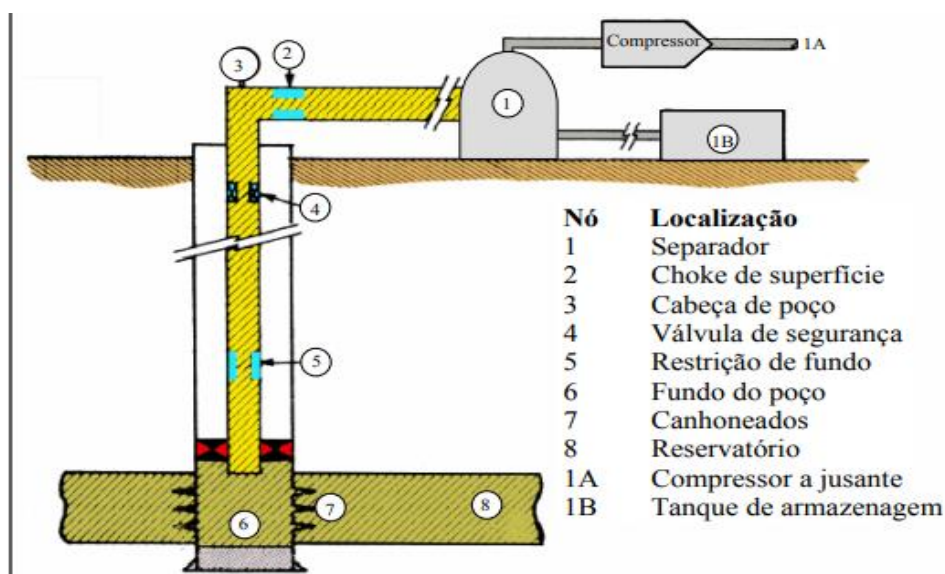
- ΔP_7 = Perda de pressão total na tubulação de produção;
- ΔP_8 = Perda de pressão total em linhas de fluxo;

Onde ΔP é a variação de pressão e os índices de 1 a 8 referem-se as respectivas regiões de perda de pressão.

3.4.1 Análise nodal do escoamento

De acordo com Guiteras (2003), a análise nodal do escoamento consiste em selecionar um ponto de divisão ou nó no poço e dividir o sistema neste ponto. Um nó é qualquer ponto no sistema onde haja interesse em se definir uma pressão de referência de um componente determinado. As localizações mais comumente utilizadas como nós são mostradas na Figura 8.

Figura 8 – Principais localizações dos nós num sistema de produção de petróleo.



Fonte: Adaptado de Ahmed et al. (2019).

Uma vez selecionado o nó, as relações que expressam a pressão na entrada (*Inflow*) ao nó é mostrada na equação 1 e na saída (*Outflow*) do nó na equação 2.

$$P_r - \Delta P(\text{componentes a montante}) = P_{nó} \quad (1)$$

$$P_{sep} + \Delta P(\text{componentes a jusante}) = P_{nó} \quad (2)$$

Onde P_r é a pressão média do reservatório, $P_{nó}$ é a pressão na região de escolha do nó, ΔP é a variação de pressão e P_{sep} é a pressão no separador.

Para que as equações sejam adequadas, é que a vazão de produção seja em regime permanente e somente deve existir uma única pressão no nó (GUITERAS, 2003).

3.4.2 Gradiente de pressão bifásico óleo-areia

Segundo Gomes (2014), o gradiente de pressão bifásico areia-óleo pode ser obtido como:

$$\left(\frac{dp}{dx} \right)_{Ls} = \rho_m \cdot g \cdot (i_m + \text{sen}(\theta)) \quad (3)$$

E para o cálculo da massa específica média da mistura, deve-se ponderar as massas específicas do óleo e da areia por suas respectivas concentrações volumétricas como demonstrado na equação 4.

$$\rho_m = \rho_s \cdot C_v + \rho_L \cdot (1 - C_v) \quad (4)$$

Ainda segundo Gomes (2014), as equações são aproximações, pois consideram fluxos laminar e de transição, porém em transportes bifásicos, existem efeitos de turbulência devido a velocidade dos fluidos.

Onde ρ_s é a massa específica da areia, ρ_m é a massa específica da mistura, C_v é a concentração volumétrica da areia, ρ_L é a massa específica do óleo, g é a aceleração da gravidade, i_m é o gradiente de energia da mistura óleo-areia, θ é o ângulo de inclinação do poço.

3.5 Simulação em CFD

A fluidodinâmica computacional refere-se à análise de sistema envolvendo escoamento de fluidos, transferência de calor e massa e fenômenos associados, como reações químicas, através de simulações computacionais. Os códigos de CFD utilizam modelos matemáticos baseados nas equações de conservação de massa, energia e momento, além das equações de estados referentes ao problema.

Segundo Maitelli (2010), a simulação é utilizada de forma a obter informações a respeito de sistemas que possuem dificuldades em obter soluções analíticas para os problemas envolvidos. A metodologia utilizada pelo *software* consiste nas etapas de pré-processamento, resolução e pós-processamento.

No pré-processamento define-se o domínio computacional, que é a delimitação do espaço físico a ser analisado e, a partir disto, é gerada a malha numérica que discretiza o domínio em elementos menores para resolução de equações. Ainda nesta etapa serão inseridas as condições de contorno e iniciais, bem como as propriedades do domínio e as condições de escoamento. Após essa etapa, ocorre a de resolução, onde as equações diferenciais serão resolvidas em toda a região de interesse através do método dos volumes finitos que será mostrado na seção 3.5.1 e no pós-processamento, os resultados são apresentados ao usuário para visualização e análise dos parâmetros a ser estudados (MAITELLI, 2010).

3.5.1 Método dos volumes finitos

Um dos métodos de resolução de equações mais comuns utilizados pela fluidodinâmica computacional é o dos volumes finitos. O domínio da solução é subdividido em um número finito de volumes de controle contínuo, denominados elementos, e as equações são aplicadas a cada volume supracitado na forma de um balanço entre fronteiras. Essa discretização do domínio a ser simulado pode ser entendida como sendo a divisão da área total de interesse em pequenos elementos de área, esses elementos podem ter diferentes formas geométricas, sendo os mais usuais elementos triangulares, elementos tetraédricos e hexaédricos (NEVES, BEZERRA, 2013).

Os valores das variáveis são calculados nos nós computacionais, que ficam localizados no centroide de cada elemento. A interpolação é usada para expressar valores de variáveis na superfície do volume em termos de valores nodais e logo após, integrais de superfície e de volume são aproximadas. Como resultado, obtém-se, para cada variável a ser resolvida, uma equação algébrica voltada a cada elemento, na qual aparecem vários valores nodais vizinhos (FERZIGER et al., 2020).

3.5.2 Equações de conservação

O conjunto de equações resolvidas para tais fins são as equações de Navier-Stokes em sua forma conservativa (ANSYS, 2006). Desse modo, as equações da conservação de massa, quantidade de movimento e de energia podem ser apresentadas como:

Equação de conservação de massa

Para um volume de controle, a equação estabelece que a variação temporal da massa por unidade de volume, dentro do volume de controle infinitesimal é igual a variação espacial

do fluxo de massa por unidade de tempo, que cruza a superfície de controle.

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho U) = 0 \quad (5)$$

Onde ρ é a massa específica, U é o vetor velocidade e t , o tempo analisado.

Em um sistema em estado estacionário, as propriedades são inalteráveis no tempo. Desse modo, a derivada parcial da massa específica em relação ao tempo é nula, a densidade é constante e a equação da conservação da massa se reduz para:

$$\nabla \cdot U = 0 \quad (6)$$

Equação de conservação da quantidade de momento

$$\frac{\partial(\rho U)}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho U X U) = -\nabla p + \nabla \cdot \tau \quad (7)$$

Onde τ é a tensão de cisalhamento, U é o vetor velocidade, ρ é a massa específica e t é o tempo.

Equação da conservação de energia

$$\partial \frac{\partial(\rho U h_{tot})}{\partial t} - \frac{\partial \rho}{\partial t} + \nabla \cdot (\rho U h_{tot}) = \nabla \cdot (\lambda \nabla T) + \nabla \cdot (U \cdot \tau) + U \cdot S_M + S_E \quad (8)$$

Onde o tensor de tensão τ , está relacionado à taxa de deformação, U é o vetor velocidade, SE é a fonte de energia, S_M é a fonte de momento, T é a temperatura, λ é a condutividade térmica, ρ é a massa específica, h_{tot} é a entalpia e t é o tempo.

3.5.3 Modelos de arraste

A força de arrasto desempenha um papel importante para a fluidodinâmica do escoamento na direção axial. Essa força depende significativamente da forma que a partícula está sendo modelada. (MONTROYA, 2019)

A força de arraste atua no sentido oposto a uma partícula sólida que se move numa determinada direção de fluxo. Ela surge das forças devidas à distribuição das pressões atuantes na superfície do sólido e às forças devidas à fricção, resultantes da viscosidade do fluido (GOMES, 2014).

O coeficiente de arrasto, C_D é um número adimensional usado para quantificar a resistência de um objeto em um meio fluido e é um termo essencial em todas as formulações de arrasto. As principais correlação utilizadas para este coeficiente pelo Ansys CFX são a de Schiller e Naumann, Grace e Ishii Zuber.

A correlação de Schiller e Naumann (Equação 9) é aplicável apenas a partículas esféricas.

$$\begin{aligned} C_D &= 24 \cdot (1 + 0,15 \cdot Re^{0,687}) & Re \leq 1000 \\ C_D &= 0,44 & Re > 1000 \end{aligned} \quad (9)$$

Onde C_D é o coeficiente de arrasto e Re é o numero de Reynolds.

A correlação de Grace (equação 10), considera a deformabilidade das bolhas usando os números de Eötvös e Morton para a forma elipsoidal e o coeficiente de arrasto no regime de partículas distorcidas é dado por:

$$C_D = \frac{4}{3} \cdot \frac{gd}{U_T^2} \cdot \frac{\Delta\rho}{\rho_c} \quad (10)$$

Onde a velocidade terminal U_T é dada por:

$$U_T = \frac{\mu_c}{\rho_c d_p} M^{-0,149} (J - 0,857) \quad (11)$$

Onde:

$$M = \frac{\mu_c^4 \cdot g \cdot \Delta\rho}{\rho^2 \cdot \sigma^3} \quad (12)$$

E,

$$\begin{aligned} J &= 0,94 H^{0,751} & 2 < H < 59,3 \\ &= 3,42 H^{0,441} & H > 59,3 \end{aligned} \quad (13)$$

$$H = \frac{4}{3} EoM^{-0,149} \left(\frac{\mu_c}{\mu_{ref}} \right)^{-0,14}$$

Onde, g é a aceleração da gravidade, d é o diâmetro, ρ é a massa específica, σ é a tensão superficial, Eo é uma constante usada para modelagem perto da parede, μ viscosidade molecular, μ_{ref} é a viscosidade molecular da água em alguma temperatura e pressão de referência, o subscrito c refere-se a fase contínua e o subscrito p , a fase não-equacionada.

Nesse caso, o ANSYS CFX leva em consideração automaticamente os limites de partícula esférica e de limite esférico definindo:

$$C_D(dist) = \min(C_D(ellipse), C_D(cap)) \text{ e } C_D = \max(C_D(sphere), C_D(dist)) \quad (14)$$

O modelo de arrasto Ishii-Zuber leva em consideração os efeitos de partículas densas. Isso é feito de maneiras diferentes para cada regime de fluxo.

No regime viscoso, onde as partículas de fluido podem ser assumidas como aproximadamente esféricas, a correlação de Schiller Naumann é modificada usando um número de Reynolds com base na viscosidade e é dada por:

$$C_D(sphere) = \frac{24}{Re_m} (1 + 0,14 \cdot Re_m^{0,687}) \quad (15)$$

$$Re_m = \frac{(\rho_c |U_d - U_c| d_p)}{\mu_m}$$

$$\frac{\mu_m}{\mu_c} = \left(1 - \frac{r_d}{r_{dm}} \right)^{-2,5 r_{dm} \mu_0}$$

$$\mu_0 = \frac{(\mu_d + 0,4\mu_c)}{\mu_d + \mu_c}$$

r_{dm} é o valor máximo de empacotamento definido pelo usuário.

4 ESTADO DA ARTE

Vários autores têm trabalhado com a problemática da produção de areia em sistemas de poços e reservatórios, avaliando causas e parâmetros de influência, onde muitos deles se sustentaram em simulações envolvendo corpos particulados e como estes interagem nos meios de escoamento.

Al-Shaabi, Al-Ajmi e Al-Wahaibi (2013) apresentaram um novo modelo analítico 3D para prever o início da produção de areia em poços de petróleo. O estudo conseguiu estimar a pressão crítica do poço abaixo da qual areia produção é esperada. O modelo gerou resultados que são próximos as observações de campo reais, permitindo previsões de pressão de início de produção de sólidos em poços abertos sendo possível a realização de um melhor plano de desenvolvimento de campo e projeto de completação de poço.

Ranjith et al. (2013) examinaram experimentalmente os fatores que influenciam a produção de areia em um poço com uma tela de controle. Os resultados apresentaram que a produção de areia é altamente dependente do tamanho da fenda, tamanho da partícula de areia, teor de umidade e pressão de injeção. Uma das conclusões apresentadas mostra que a taxa de produção de areia aumenta com o aumento da injeção pressão devido ao aumento nas forças de arrasto que atuam na formação de areia e pressões de injeção excessivas pode causar colapso nas rochas do reservatório.

Perera et al. (2017) realizaram estudos experimentais sobre os principais fatores que afetam a produção de areia em áreas não consolidadas, além dos efeitos da força de arrasto atuando na formação e na formação cimentação na produção desses sólidos. Os resultados experimentais mostraram que as taxas de produção de areia e óleo aumentavam com o aumento da força de arrasto que atua na formação e a taxa de produção de areia se aproximava de zero em alto teor de cimento. Também concluiu que o reservatório com pressão mais alta tem maior probabilidade de produzir areia durante o desenvolvimento devido à maior força de arrasto.

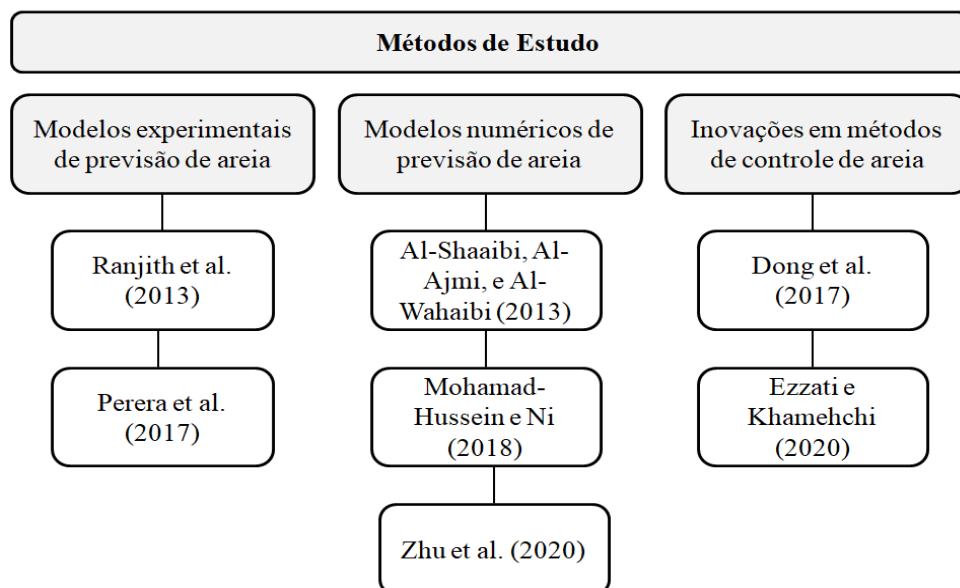
Dong et al. (2017) configuraram um novo método para testar desempenho de telas mecânicas de controle de areia. Este novo método integrado foi aplicada com sucesso na seleção do tipo de tela ideal para um determinado reservatório. Este método precisa apenas de um pequeno número de testes e fornece um meio eficaz para avaliar e selecionar um tipo de tela ideal para reservatórios

Mohamad-Hussein e Ni (2018) propuseram um modelo que foi capaz de prever a massa de areia acumulada e a taxa produzida num poço de petróleo. Os principais objetivos foram examinar a pressão crítica de rebaixamento para diferentes reservatórios e o volume de areia produzido para diferentes pressões de rebaixamento.

Zhu et al. (2020) caracterizaram o processo de produção de areia em sedimentos portadores de hidratos de gás através de um modelo numérico com o objetivo de estudar a influência de vários parâmetros na produção desses sólidos junto ao gás. Os resultados encontrados mostraram que a migração das partículas ocorrem principalmente nas proximidades do poço. Também concluíram que reduzir a taxa de despressurização pode mitigar a produção de areia até certo ponto, sem inibir significativamente a produção de gás.

Ezzati e Khamehchi (2020) estudaram a injeção de uma água macia inteligente (SSW) adequada para injeções em reservatórios e desenvolvida a partir de modificações de água de baixa salinidade. Os resultados do estudo concluíram que no início da produção, foi observada a maiores volumes de areia, mas com o tempo, a inclinação do diagrama de produção de areia na presença do nanofluidos tende a zero. Os autores também atestaram a mudança da molhabilidade onde a quantidade mínima de produção de areia foi observada se a rocha foi fortemente molhada com óleo e usando os nanofluidos. Desse modo, a Figura 9 apresenta os autores supracitados que produziram cientificamente estudos e avanços sobre o estudo de produção de areia em poços de petróleo.

Figura 9 – Autores e métodos de estudo em suas respectivas produções científicas.

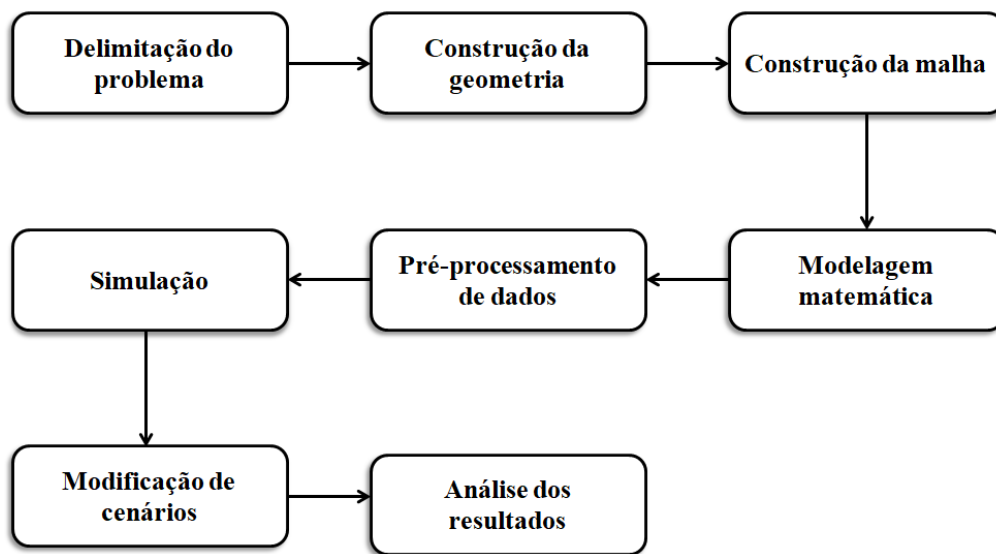


Conforme observado, apesar dos esforços dos pesquisadores para contornar problemáticas como previsão do volume de areia a ser produzido, fatores que geram produção excessiva e adequar a utilização de métodos de controle, algumas análises tem sido pouco explorada e requer mais atenção como o estudo da influência de parâmetros como produção de água, avaliação do formato do duto e do tipo de óleo produzido junto à areia. Desse modo, este trabalho propõe o estudo da influência do teor de areia em dutos de produção através da simulação computacional em poços vertical, direcional e horizontal, havendo variações da saturação dos fluidos presentes no sistema e da geometria do problema.

5. METODOLOGIA

Foram elaboradas três geometrias computacionais capazes de descrever os fenômenos que ocorrem durante a produção de areia junto aos hidrocarbonetos. Foram inseridas as características de produção e então ajustados modelos baseados nas equações de conservação, variando parâmetros como o tipo de óleo e a saturação de água. O fluxograma contido na Figura 10 representa todas as etapas do estudo.

Figura 10 – Etapas da metodologia do trabalho.



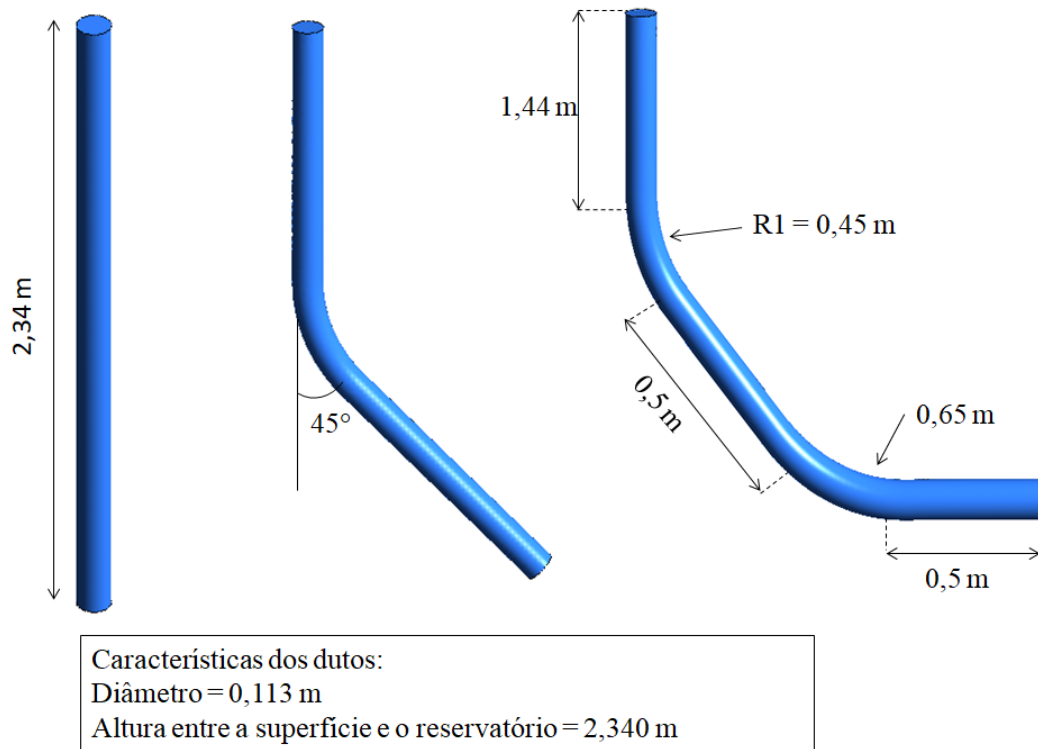
Fonte: Autor (2021).

5.1 Delimitação do problema

Foram construídas três geometrias com trechos de dutos divididas em um poço vertical, que ocorre quando a sonda e o local do objetivo estão na mesma reta vertical, um horizontal que atinge ângulo de perfuração próximo de 90° em relação à vertical e outro direcional que ocorre quando direciona o poço ao longo de uma dada trajetória até o alvo (PETROBRÁS, 2015).

Todos as três geometrias possui a mesma cota vertical, que representa a altura entre a superfície e o reservatório e o mesmo diâmetro, baseado em Epelle e Gerogiorgis (2018) para a análise do comportamento fluidodinâmico. As dimensões dos dutos utilizadas no presente trabalho são mostradas na Figura 11.

Figura 11- Geometrias utilizadas no problema.



Fonte: Autor (2021).

Nas paredes laterais da coluna de produção não há fluxo de nenhum fluido e não existem deslocamentos. Nessas regiões foi inserida uma rugosidade do aço comumente utilizados em tubulações e dutos 0,0006 pol, baseada em Guiteras (2003) e Benthier (2014).

5.2 Malha numérica

Para a construção das malhas foram utilizada o tipo híbrida com elementos cartesianos e tetraédricos capazes de adaptar o tamanho e a forma de acordo com o volume de controle (GONÇALVES, 2007). As malhas foram geradas através do *software* Ansys ICEM CFD 13.0.

Foram testadas a qualidade a partir dos critérios ‘*quality*’, razão de aspecto da malha e ortogonalidade disponíveis no *software*, o qual esses critérios pode variar entre zero e um e para valor próximos a um, sugere uma qualidade excelente. Para a maioria dos modelos, uma malha deve ter parâmetros de qualidade maior que 0,3 (GAIGHER JUNIOR et al., 2015; ANSYS, 2007). A Tabela 2 mostra os resultados obtidos nas malhas utilizadas no trabalho.

Tabela 2 – Características das malhas.

	Vertical	Direcional	Horizontal
Número de nós	36021,00	84581,00	23967,00
Número de elementos	141423,00	271777,00	105973,00
Quality	0,76	0,74	0,73
Razão de aspecto da malha	0,73	0,72	0,71
Ortogonalidade	0,84	0,97	0,83

Fonte: Autor (2021).

5.3 Propriedades dos materiais

Para simular a extração dos hidrocarbonetos, água, petróleo e areia foram inseridos nos sistemas como fluidos através de uma face de entrada de modo a modelar o fluxo de entrada num reservatório de petróleo. As propriedades físicas dos materiais simulados são mostradas na tabela 2.

Tabela 3 – Propriedades dos materiais.

	Água	Óleo leve	Óleo pesado	Areia
Densidade (kg/m³)	997,00	769,94**	842,00	2605,00*
Viscosidade (Pa.s)	8,90. 10 ⁻⁴	1,14.10 ⁻³ **	0,50***	-

Fonte: Manual CFX 11.0, (2006); *Rakhimzhanova, (2020); ** NAKANO et al., (2009);
***OLIVEIRA, (2015).

A água e o óleo são simulados como fluidos contínuos e a areia como disperso com partículas em formato esférico com diâmetros médios de 1 mm, pois correspondem a faixa de arenitos e calcarenitos predominantes em reservatórios de petróleo.

5.4 Condições e cenários

Para melhor análise do fenômeno da produção de areia foram efetuadas variações nas

saturações dos materiais (água, óleo e areia) inseridos no sistema para as geometrias horizontal, vertical e direcional.

A saturação da água nos poços de petróleo varia conforme o campo. Em campos mais maduros, isto é, em produção há mais tempo, observa-se valores para razão água:óleo superiores aos valores encontrados em campos com menor tempo de produção (GOMES, 2014). Desse modo, o trabalho promove alterações da saturação de água de modo a analisar a influência desta no volume de sólidos produzidos. Os valores utilizados são 0%, 45% e 80% de água a ser inserida através da face de entrada.

O petróleo utilizado na simulação varia em dois parâmetros diferentes: grau API e saturação. Para o grau API foram utilizadas características para um óleo leve e outro pesado e a saturação varia em 10%, 35%, 45%, 80%, 90% e 100% para todas as geometrias. Além disso, a saturação de areia também varia com saturações de 0%, 10% e 20%.

Houve influência de turbulência e da gravidade na simulação e foi utilizado o modelo de arraste Schiller Naumann por se tratar de partículas esféricas.

5.5 Modelo matemático

O modelo geral utilizado no estudo foi regido pelas equações da conservação de massa, quantidade de movimento e de energia, como mostrado na seção 3.5.1.

Algumas considerações e simplificações foram adotadas com base no trabalho de Oliveira (2015). São elas:

- Os fluidos a ser utilizados no estudo serão newtonianos e incompressíveis visando eliminar comportamentos viscosos dependentes do tempo e a necessidade de uma tensão inicial para promover o escoamento.
- O escoamento será em regime permanente utilizando o valor de 400 interações máximas.
- Ausência de reações químicas fluido-fluido e fluido-sólidos.
- Transferência de massa será desprezada entre as fases.
- As paredes do poço serão impermeáveis e estáticas.

Forças interfaciais nulas e apenas a força de arraste será considerada.

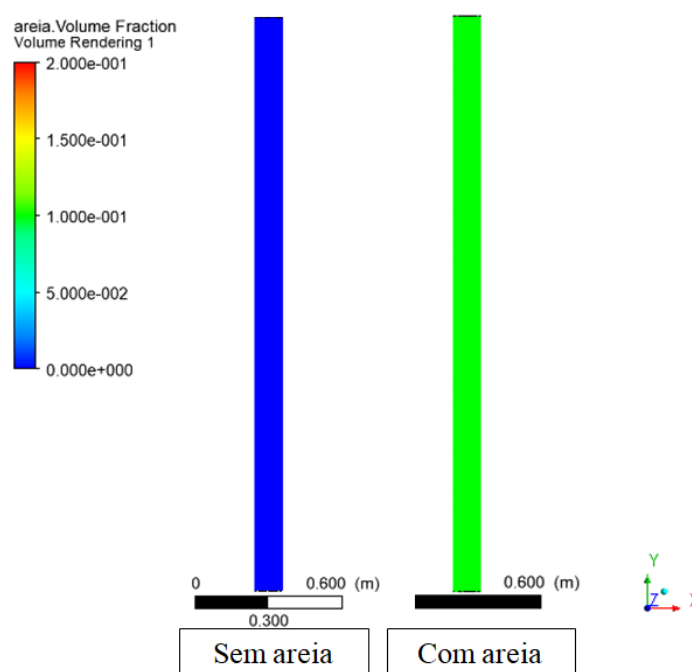
6 RESULTADOS

Aqui são apresentados os resultados referentes as simulações propostas, avaliando a influência da inserção de areia nos dutos, do aumento de produção dessas partículas, do tipo de óleo, da geometria do problema, da produção de água e de sua saturação.

6.1 Influência da adição de areia no sistema

Para análise comparativa foram realizadas duas simulações, ambas na geometria vertical. Uma delas contém óleo em produção que preenche todo espaço do poço e a outra contém o mesmo óleo e 10% de areia inserida no sistema. A Figura 12 apresenta a fração volumétrica de areia presente.

Figura 12 – Fração volumétrica de areia.



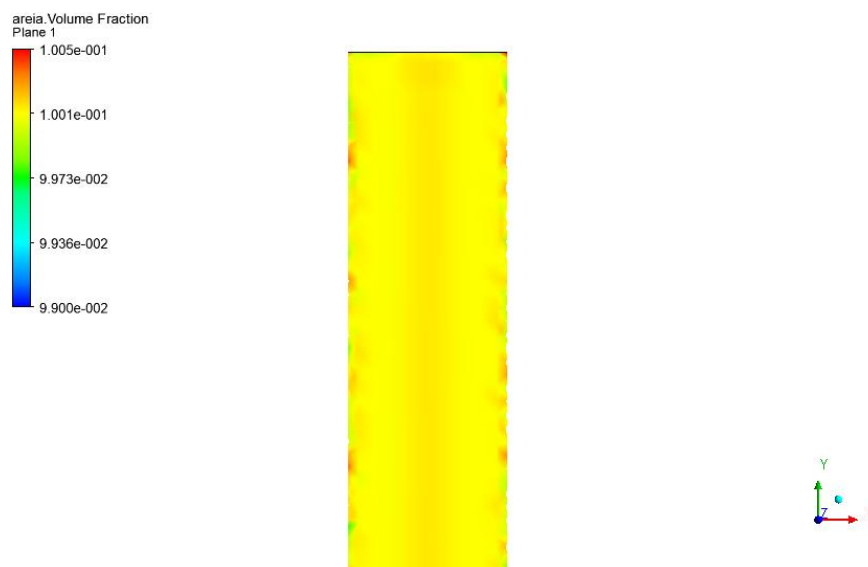
Fonte: Autor (2021).

A partir da Figura 12 é possível visualizar através das cores que variam entre 0 e 0,2 (equivalente a 20%), que após atingir o estado estacionário, os poços simulados permanecem com valores de fração volumétrica de areia próximas às inseridas na entrada do duto, nula para o primeiro caso e próxima a 10% para o segundo.

Ao acrescentar areia ao sistema observamos um pequeno acúmulo dessas partícula

próximo às bordas do duto. A Figura 13 apresenta uma ampliação do duto que permite observar esse fenômeno.

Figura 13 – Fração volumétrica de areia no duto ampliado.

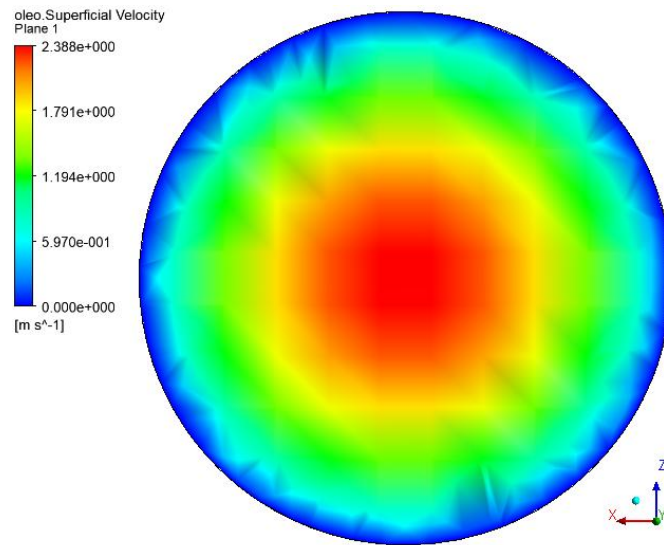


Fonte: Autor (2021).

Esse acúmulo é explicado pelo conceito de camada limite. Quanto um fluido percorre uma o duto e toca a superfície, ele é interrompido pela tensão de cisalhamento existe na parede. Desse modo, numa camada estreita próxima a essa região, as forças de atrito tornam-se importantes, retardando o fluido de sua velocidade original para um completo repouso na parede, não permitindo o fluxo dessas partículas. Esse fenômeno é melhor observado em fluidos mais viscosos, por isso, mais facilmente caracterizado no escoamento da areia (FREIRE, 2012).

Esse fenômeno também pode ser observado a partir das velocidades. Segundo Vilanova (2011), a velocidade da camada aderida à parede do tubo deve ser zero e a velocidade do fluido cresce no sentido da direção do centro do tubo onde deve ser máxima. A Figura 14 indica a velocidade do óleo que foi simulado com areia em um plano transversal ao duto numa altura de um metro.

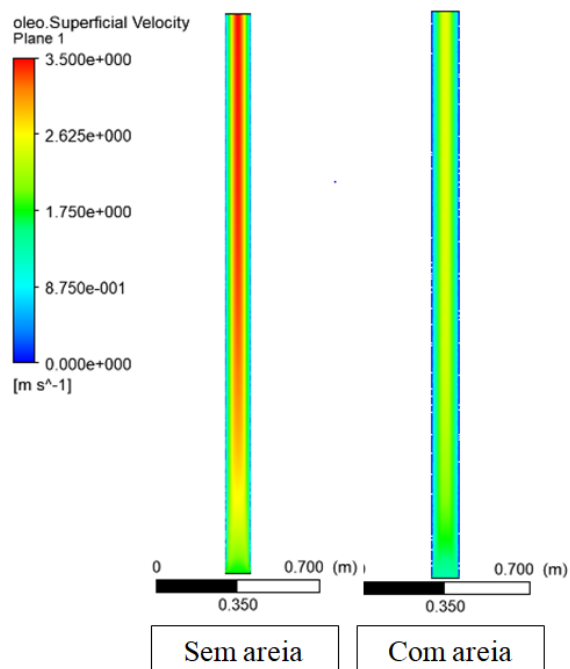
Figura 14 – Velocidade do óleo num plano transversal ao duto.



Fonte: Autor (2021).

Desse modo, a Figura 14 permite mostrar que a velocidade do óleo é nula próximo as bordas do poço e cresce em direção ao centro, esse fenômeno ocorre ao longo de todo o duto. Além disso, com a inserção de areia no sistema, é possível visualizar o decréscimo da velocidade com que o óleo é produzido, mostrado na Figura 15.

Figura 15 – Velocidade do óleo nos dutos.

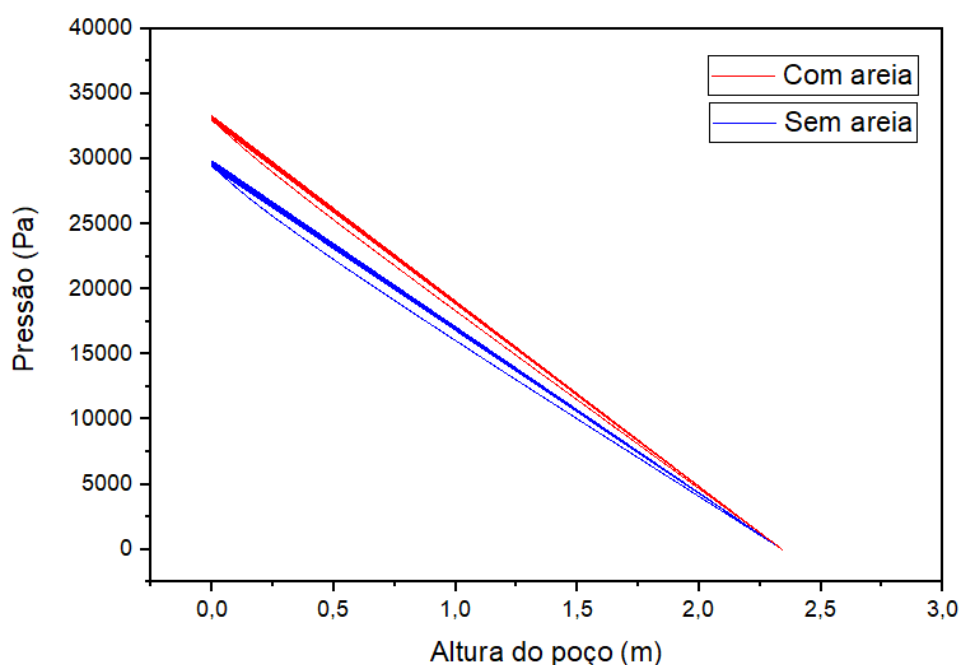


Fonte: Autor (2021).

A diminuição da velocidade do óleo acarreta em perda de produtividade do poço, pois a vazão do fluido de maior interesse torna-se menor.

A presença de areia nos dutos também influenciam na perda de carga do sistema. Essa perda pode ocorrer de maneira distribuída, onde a principal causa são as paredes do duto retilíneo ou localizada, que ocorre em trechos da tubulação onde há presença de acessórios, sejam eles: válvulas, curvas, dentre outros (SAMPAIO et al., 2003; SANTOS et al., 2016). A Figura 16 indica a perda de carga nos dutos com e sem a presença de areia.

Figura 16 - perda de carga no duto vertical com e sem a presença de areia.



Fonte: Autor (2021).

Desse modo, percebe-se o aumento da pressão requerida para o deslocamento do fluido até a superfície no poço que contém areia. Com o aumento de perda de carga, torna-se necessário um maior gasto de energia dos fluidos para o escoamento e produção, necessitando de um reservatório de maior energia ou a inclusão de métodos que auxiliam o deslocamento de fluidos para produção quando comparado ao poço que não produz sólidos junto ao petróleo.

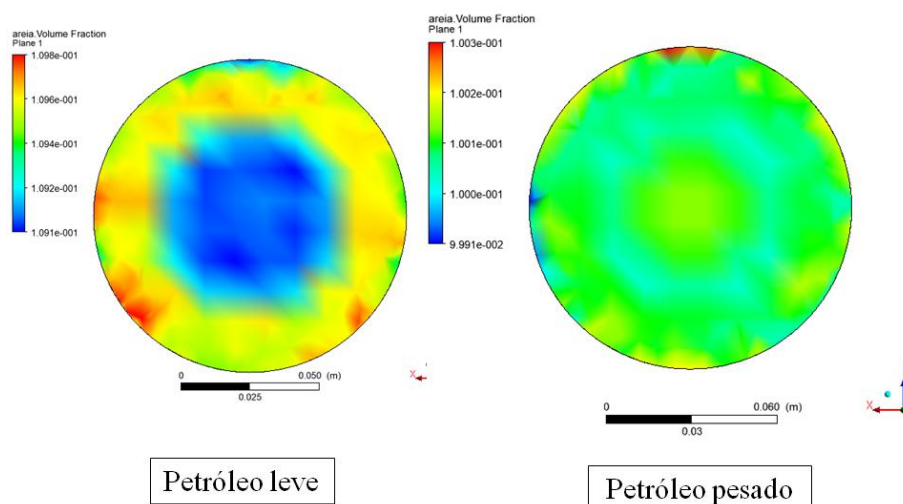
6.2 Influência do tipo de óleo

Para a análise comparativa foram utilizadas as mesmas porcentagens de fluidos nos

dutos, 10% de areia e 90% de óleo, porém variando o tipo de óleo em óleo leve e óleo pesado na geometria vertical.

A Figura 17 apresenta a fração volumétrica de areia para os dois casos diferentes em um plano transversal ao duto a uma altura de 1 metro.

Figura 17 – Fração volumétrica de areia num plano transversal.

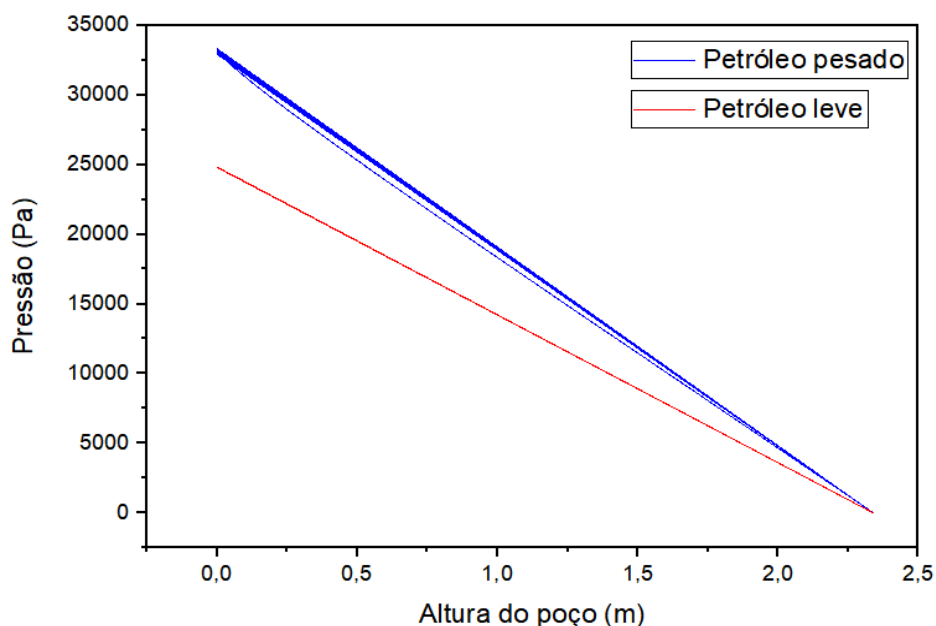


Fonte: Autor (2021).

Na simulação com o petróleo leve, é visível que o fluxo de areia ocorre na região mais próxima às bordas e para o petróleo pesado, a areia percorre o poço de maneira mais uniforme ao longo da seção transversal.

Esse padrão é semelhante ao escoamento anular que é caracterizado pela diferença de densidade e viscosidade entre os fluidos. Segundo Siqueira (2019), nesse tipo de escoamento, o núcleo é preenchido pelo fluido menos denso contendo algumas partículas dispersas do mais denso e a região mais externa é preenchida por um filme do líquido mais denso.

A alteração do tipo de óleo também ocasionou mudanças no gráfico da perda de carga, mostrado na Figura 18.

Figura 18 – Perda de carga de acordo com o tipo de óleo.

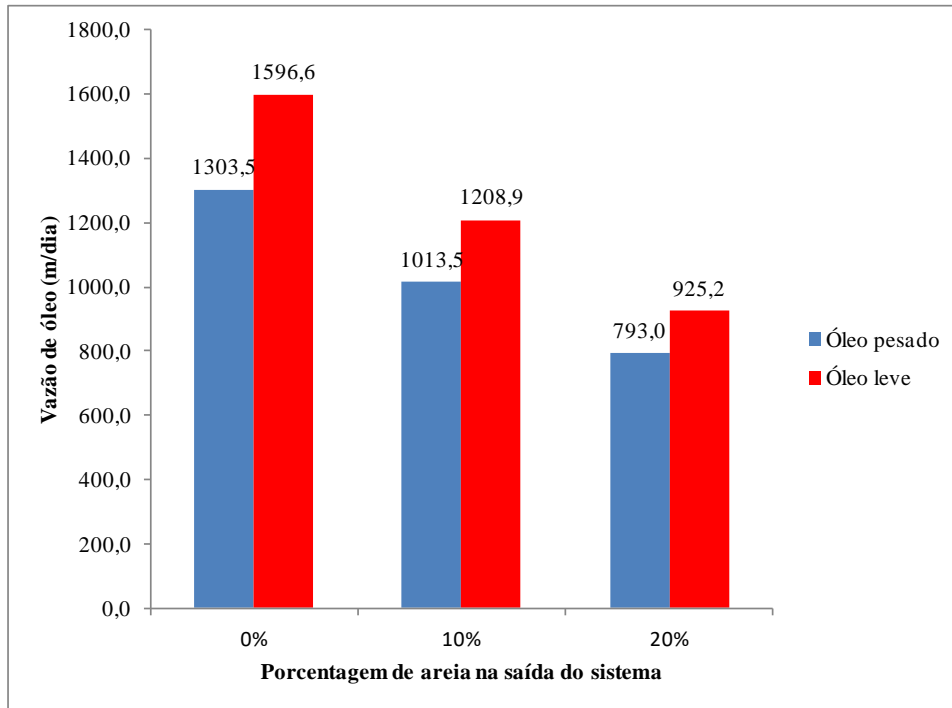
Fonte: Autor (2021).

Para esse caso, o óleo pesado junto à areia provocou uma maior perda de carga que o óleo leve com areia. Segundo Srichai (2006), a perda de carga distribuída é função do coeficiente de atrito que depende da velocidade do escoamento, do diâmetro do tubo, da massa específica e viscosidade dos fluidos e rugosidade do duto, sendo a viscosidade uma das principais responsáveis pela dissipação da energia ao longo do escoamento pela mudança no atrito intermolecular. Por esse motivo, elevar a viscosidade do fluido promove o aumento da perda de carga.

6.3 Avaliação da saturação de areia

A saturação de areia variou entre 0%, 10% e 20% do preenchimento do duto para o óleo leve e pesado. Com o acréscimo de areia no duto, diminui o volume restante a ser preenchido por óleo. Desse modo, ocorre a diminuição na vazão de petróleo, ocasionando em perdas de produtividade. A Figura 19 apresenta a vazão de óleo na saída do poço para todos esses casos.

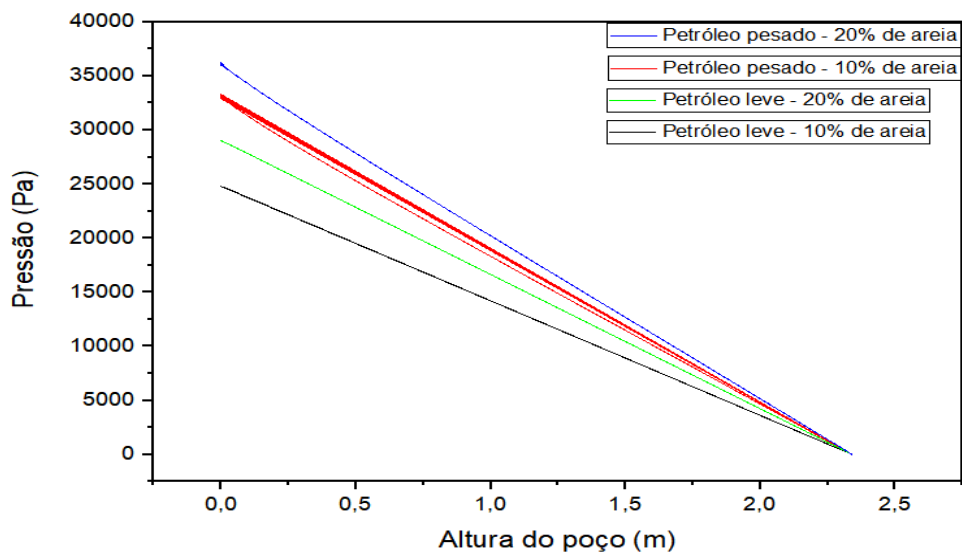
Figura 19 – Vazão de óleo na saída do poço.



Fonte: Autor (2021).

Quando comparamos o óleo leve e pesado através da Figura 19, a vazão de produção também difere, pois a viscosidade do óleo pesado elevada aumenta sua resistência ao fluxo. A Figura 20 indica a queda de pressão ao longo da altura do duto ao atingir o estado estacionário para diferentes saturações de areia.

Figura 20 – Queda de pressão ao variar a saturação de areia.



Fonte: Autor (2021).

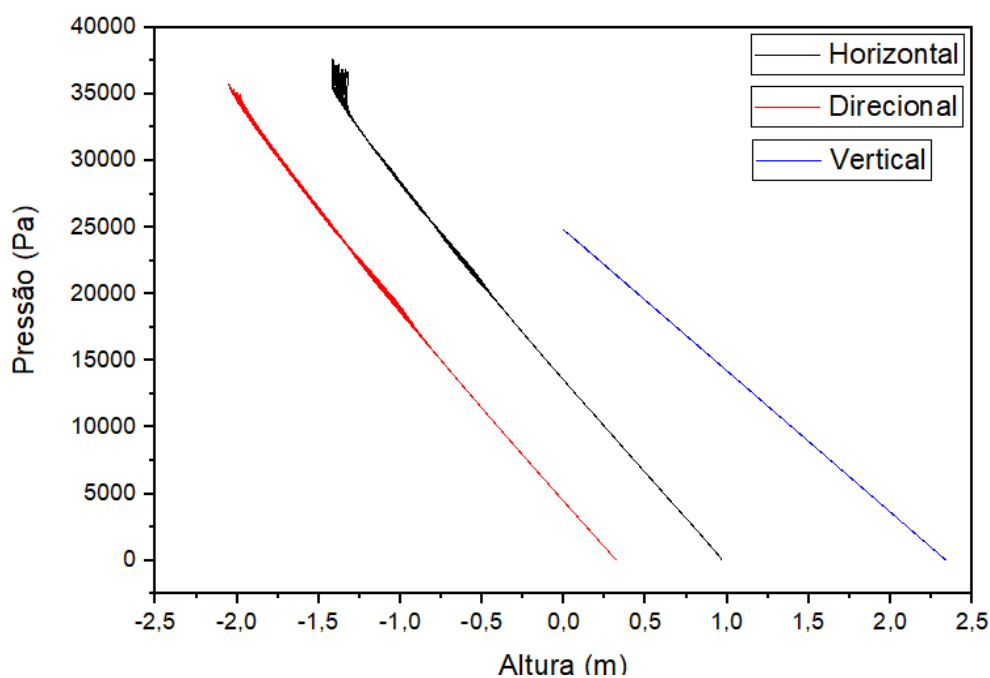
A partir da Figura 20 é possível visualizar que a perda de carga no sistema é maior para as simulações com maiores quantidade de areia.

Ao comparar a Figura 19 e a Figura 20 é possível perceber o quanto a areia afeta a produtividade e gera gastos econômicos. Para a maior saturação desses sólidos (20%), é necessário maior gasto de energia e, conseqüentemente, mais gastos com equipamentos de elevação que não irão gerar mais produtividade de petróleo, apenas irão elevar mais areia e um menor volume de óleo como indica a Figura 19. Desse modo, além da queda na produtividade do campo, há aumento de gastos para elevação, principalmente em reservatórios de baixa energia.

6.4 Avaliação da geometria

As geometrias estudadas no problema foram vertical, direcional e horizontal. Ao analisar a perda de energia em cada uma delas com as mesmas características (óleo pesado contendo 10% de areia), são encontrados valores diferentes para cada uma delas. Esse fato é mostrado na Figura 21.

Figura 21 – Perda de carga para diversas geometrias.



Fonte: Autor (2021).

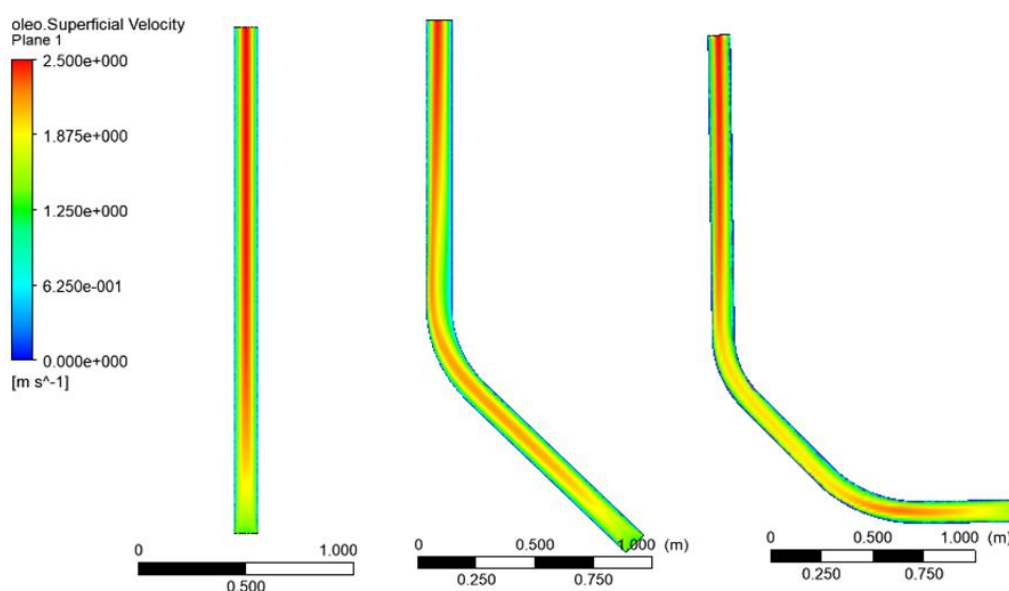
Um fato que permite explicar as curvas da Figura 21 é a diferença da distância

percorrida pelo fluido dentro de cada poço diferente que causa perdas distribuídas devido a transferência de energia mecânica em térmica causadas pelo atrito do fluido com as paredes da tubulação que são diretamente proporcionais ao comprimento percorrido de duto pelos fluidos (ALMEIDA, 1995).

Desse modo, poço vertical, a distância percorrida equivale à cota vertical entre a superfície e o reservatório (2,34 m). No casos direcional e horizontal, a distância percorrida torna-se maior que este valor, pois além da cota vertical, existe uma cota horizontal entre a superfície e o local de interesse no reservatório, o que gera maior necessidade de energia requerida para o escoamento dos fluidos.

De acordo Santos et al. (2016), outro fator que leva o duto direcional perder maior energia no escoamento são as curvas que o duto possui, o que gera perdas localizadas. Esse fato explica a geometria vertical possuir a menor perda de carga das simulações. As perdas de carga localizadas nas curvas do poço ocorre devido ao choque de um maior volume de fluidos com a parede do poço, ocasionando em uma mudança de módulo e direção da velocidade e, conseqüentemente, pressão no local, alterando a uniformidade do escoamento. Essa redução de velocidade nas curvas é exemplificada na Figura 22.

Figura 22 – Diminuição da velocidade superficial do óleo nas curvas dos dutos.

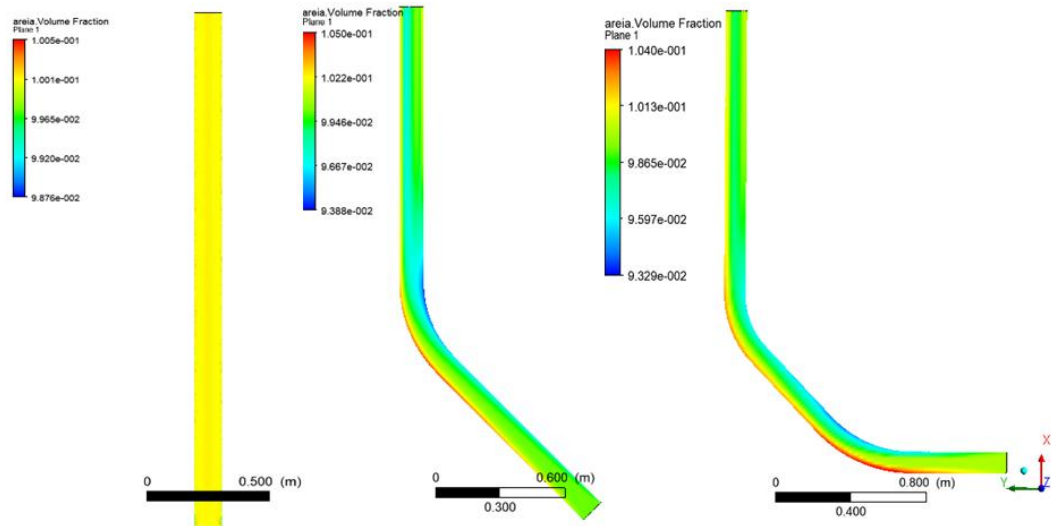


Fonte: Autor (2021).

Além disso, nos locais de mudança de direção é visualizada a separação de uma

parcela dos fluidos. Desse modo, a fração volumétrica de areia é mostrada na Figura 23.

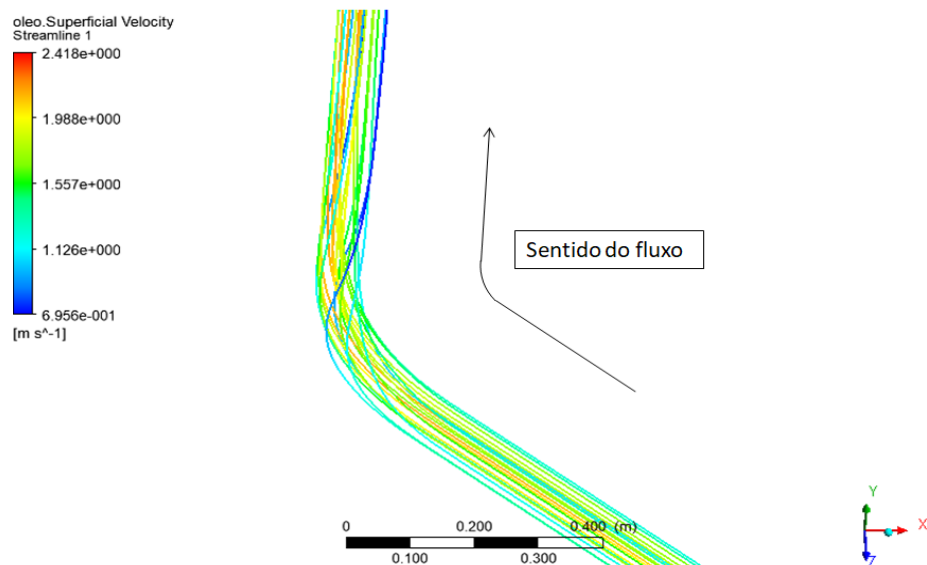
Figura 23 – Acúmulo de areia nas curvas dos dutos.



Fonte: Autor (2021).

Na Figura 23 é possível visualizar um acúmulo de areia nas curvas devido ao choque dos fluidos com as paredes dos duto que diminui a energia cinética e provoca a separação por diferença de densidade (AKPAN, 2013). A mudança na direção do fluxo pode ser visualizada através da inclinação das linhas de corrente. a Figura 24 mostra as linhas de corrente do óleo na curvas do poço direcional.

Figura 24 – Linhas de corrente.

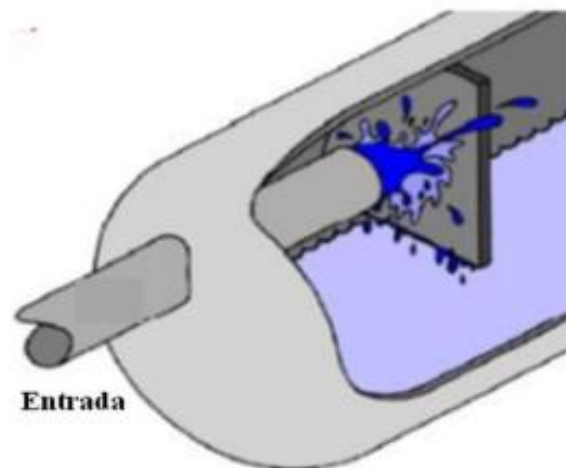


Fonte: Autor (2021).

O fluxo inicialmente retilíneo, aumenta a turbulência, gera perda de carga e muda sua direção de escoamento. Desse modo, na geometria vertical, a areia é distribuída de maneira mais uniforme ao longo de todo o poço e na horizontal e direcional há essa região de acúmulo nas curvas.

Segundo Akpan (2013), esse método de separação é comumente utilizado durante o processamento primário de petróleo em superfície, onde o óleo e outro material (água, gás ou areia) são inseridos em vasos separadores à alta velocidade em direção à uma placa defletora que, ao atingí-la, causa rápida redução de velocidade e a segregação de acordo com a densidade (Figura 25).

Figura 25 – Placa defletora num vaso separador.



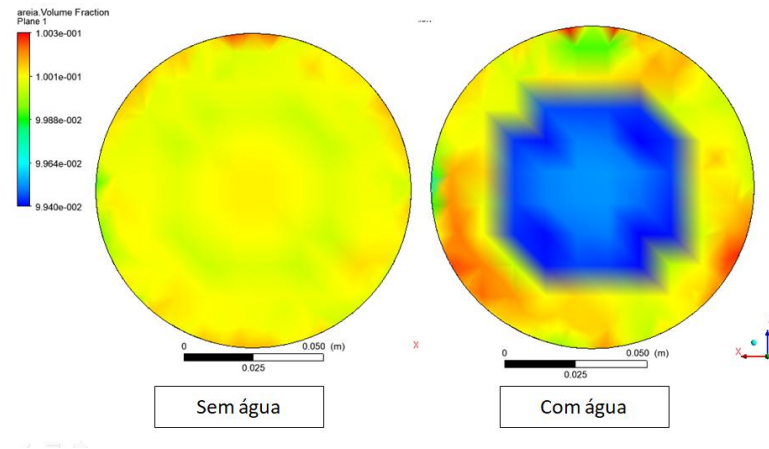
Fonte: AKPAN (2013).

6.5 Influência da água nos dutos

Com o intuito de simular um poço com as características de um poço maduro, foi utilizado 80% do duto preenchido com escoamento de água. Foram fixadas as outras características com todas as simulações utilizando óleo pesado e 10% de areia.

A inserção de água no meio causou alterações na localização dos fluidos dentro do duto. A Figura 26 indica a fração volumétrica de areia numa seção transversal a nos poços a um metro de altura com e sem a presença de água.

Figura 26 – Fração volumétrica de areia nos dutos com e sem água.

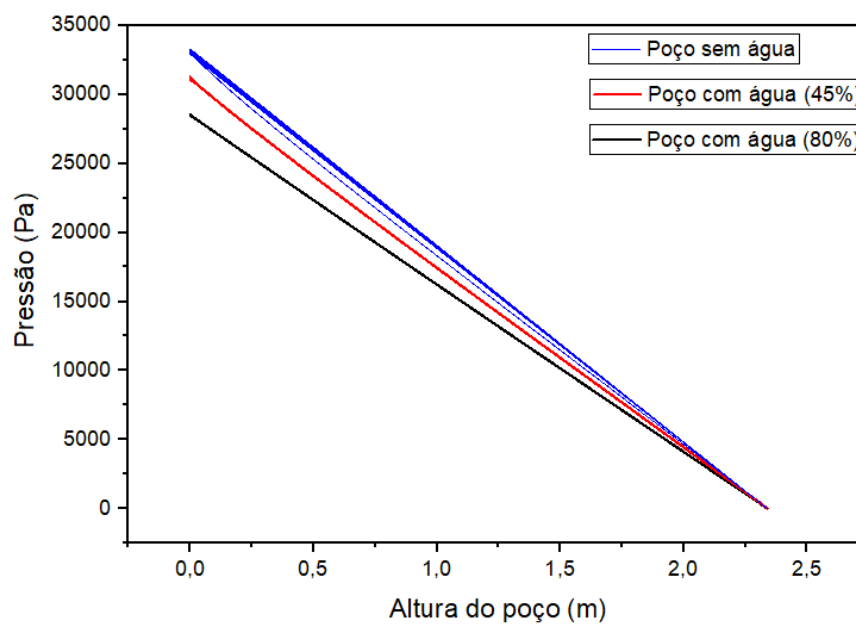


Fonte: Autor (2021).

No poço que não contém água, a areia preenche de maneira mais uniforme toda a seção transversal. Quando a água é adicionada para produção, devido a menor diferença de densidade comparada aos outros fluidos, tendeu a ficar localizada no centro no duto.

Esse acréscimo de água nas simulações causaram mudanças também na perda de carga do sistema. Para análise comparativa, também foi simulado um duto com 45% de água e também com saturação de água nula, os valores são encontrados na Figura 27.

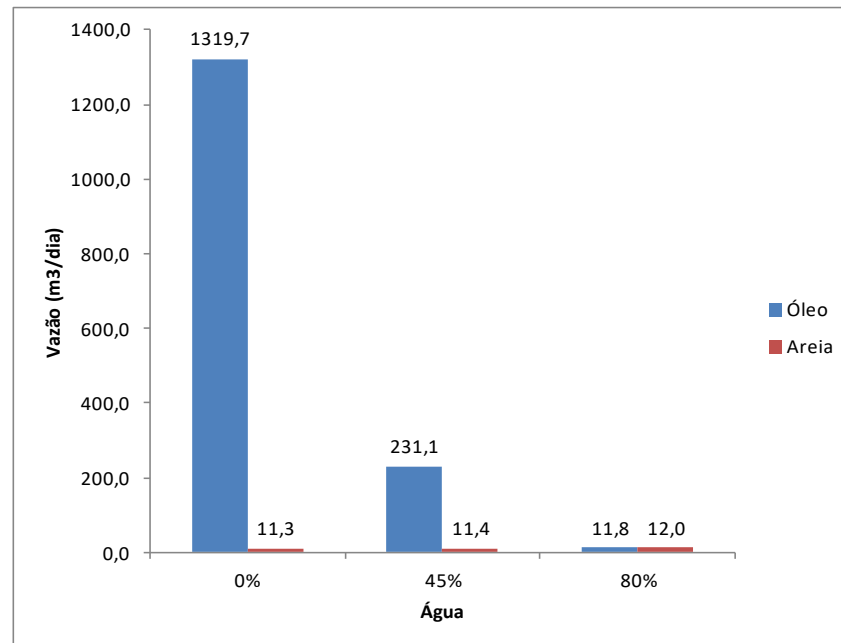
Figura 27 – Queda de pressão com o acréscimo de água no sistema.



Fonte: Autor (2021).

Esse fato possivelmente ocorre devido a diminuição da viscosidade média dos fluidos no poço que ocorre com o acréscimo de água, fluido este de viscosidade menor que o óleo e a areia. Porém, apesar na redução da perda de energia, a maioria do fluido que é elevado não é o petróleo, quando analisamos os valores para cada fluido separadamente podemos perceber uma diminuição na vazão de óleo no poço, mostrado na Figura 28.

Figura 28 – Vazão de óleo e areia.



Fonte: Autor (2021).

A queda de produtividade de óleo ocorre, pois o espaço dentro do poço que preferencialmente seria preenchido por petróleo, torna-se preenchido também por areia e uma alta quantidade de água que forma caminhos preferenciais no poço e é levada à produção gerando queda no volume produzido de óleo. Desse modo, ao analisar por essa perspectiva percebe-se que o alto volume de água atua de maneira negativa.

7 CONCLUSÕES

Esse trabalho objetivou mostrar a influência da areia nos dutos de petróleo através da simulação computacional. Para isso, foram variadas características do poço em horizontal, direcional e vertical e as características do petróleo em óleo leve e pesado. As saturações dos fluidos foram diversificadas com 0%, 45% e 80% de água a ser inserida através da face de entrada, 10%, 35%, 45%, 80%, 90% e 100% de óleo e 0%, 10% e 20% de areia.

Os resultados mostraram alterações nos valores de perda de carga nos cenários diferentes. Ocorreu aumento dessa perda de energia com a inserção e aumento de areia no sistema. Também houve maior perda de carga com a utilização de óleo mais pesado e com as geometrias que contém curvas gerando perda de carga localizada.

Também houveram alterações das localizações dos fluidos dentro dos poços nos diferentes cenários. Na geometria vertical, os fluidos tenderam em relação ao centro do duto numa visão transversal, onde os fluidos mais viscosos permaneceram em zonas mais próximas as bordas e os fluidos menos viscosos tenderam a formar caminhos preferencias na região central. Nas geometrias que contém curvas, também houve acúmulo de areia nessas regiões.

Os resultados também mostraram alterações na produtividade do poço. Ao adicionar uma maior quantidade de areia ou água no domínio, o duto produziu um menor volume de petróleo gerando queda de produção do fluido de interesse, indicando o quão prejudicial a produção excessiva de areia pode ser, e gerar a necessidade da utilização de métodos de contenção melhorando a eficiência e produtividades dos campos petrolíferos.

REFERÊNCIAS

AHMED, S.; KHALID, K.; MOHAMMED, L. A. **Optimization of Oil and Gas Production using Nodal Analysis Technique**, 2019.

AHMED, T.; MAKWASHI, N; HAMEED, M. **A review of gravity three - phase separators**, 2017.

AKPAN, D. G. **Performance of international in three phase tank separator**, 2013.

ALMEIDA, A. **Perda de carga em peças especiais de sistemas de irrigação por aspersão convencional**, 1995.

AL-SHAAIBI, S. K.; AL-AJMI, A. M.; AL-WAHAIBI, Y. **Three dimensional modeling for predicting sand production**, 2013.

ANP, **Petróleo e Gás Natural**, 2017.

ANSYS, **ANSYS CFX-Solver Theory Guide**, 2006.

ANSYS, **ANSYS ICEM CFD 11.0 TUTORIAL MANUAL**, 2007.

BENTHER, A. D. **Análise do comportamento das curvas de pressão requerida na produção de poços de petróleo**, 2014.

BRITISH PETROLEUM. **Statistical Review of World Energy - 69th edition**, 2020.

CARVALHO, A. T. **Otimização de ciclone para a pré-separação de areia na produção de petróleo**, 2008.

CAVALCANTE, I. R. M. **Estudo de caso para caracterização e avaliação de soluções tecnológicas, econômicas, ambientais e políticas no pré-sal resoluto a exploração do**

campo de libra, 2016.

CLIMENT, N., ARROYO, M., O'SULLIVAN, C., GENS, A. Sand production simulation coupling DEM with CFD. Eur. J. Environ. Civ. Eng. 18 (9), 983–1008, 2014.

CORRÊA, O. L. S. Petróleo: noções sobre exploração, perfuração, produção e microbiologia. Rio de Janeiro. Ed. Interciência, 2003.

CUNHA, A. L. Recuperação avançada não-isotérmica de óleos pesados em reservatórios de petróleo via simulação numérica. 2014.

DONG, C.; GAO, K.; DONG, S.; SHANG, X.; WU, Y.; ZHONG, Y. A new integrated method for comprehensive performance of mechanical sand control screens testing and evaluation, 2017.

EPELLE, E. I.; GEROGIORGIS, D. I. A CFD investigation of the effect of particle sphericity on wellbore cleaning efficiency during oil and gas drilling, 2018.

EZZATI, S.; KHAMEHCHI. E. Sandstone Reservoir Wettability Alteration Due to Water Softening: Impact of Silica Nanoparticles on Sand Production Mechanism, 2020.

FEDER, J. Frac-Packing previously Gravel-Packed well offers alternative to expensive sidetracking, 2019.

FENG, J.; BOLOTNOV, I. A. Effect of the wall presence on the bubble interfacial forces in a shear flow field, 2018.

FERZIGER J. H.; PERIC M.; STREET R. L. Computacional methods for fluid dynamic - fourth edition, 2020.

FETRATI, M.; PAK, A. Numerical simulation of sanding using a coupled hydro-mechanical sand erosion model, 2020.

FREIRE, A. P. S. **Teoria de camada limite**, 2012.

GAIGHER JUNIOR, J. C.; CAMPOS, J. C. C.; TIBIRIÇA, A. M. B.; ROSA, H. M. P.; BERALDO, M. M. **S809 AIRFOIL: REYNOLDS NUMBER EFFECT ON THE AERODYNAMICS OF WIND TURBINE BLADES**, 2015.

GAROLERA, D.; IGNACIO, I.; PAPANASTASIOU, P. **Micromechanical analysis of sand production**, 2018.

GOMES, A. P. P. **Gestão ambiental da água produzida na indústria de petróleo: melhores práticas e experiências internacionais**, 2014.

GOMES, T. S. **Utilização da Técnica de Controle da Vazão de Produção de Óleo para a Minimização do Gradiente de Pressão em Poços Horizontais Produtores de Areia**, 2014.

GONÇALVES F. L. **Abordagem dos aspectos operacionais na exploração do petróleo (do reservatório à refinaria com ênfase na perfuração)**, 2013.

GONÇALVES, N. D. F. **Método dos Volumes Finitos em Malhas Não-Estruturadas**, 2007.

GUANGXING SCREENS. **Pré-embalados vs Gravel pack tel**, 2017.

GUI TERAS, O. H. **Metodologia e Análise Global para o Desenvolvimento de um Campo de Gás Natural**. 2003

GUI TERAS, O. J. **Metodologia de Análise Global para o Desenvolvimento de um Campo de Gás Natural**, 2003.

GURGEL, C. A. V. ; QUEIROZ, G. B.; SANTOS E. L. S. C.; GALVÃO M. L. M.. **Impactos de extração do petróleo (óleo e gás) no rio grande do norte, na região do Alto do Rodrigues/RN**, 2013.

IEA OIL INFORMATION. **Oil production – Brazil**, 2020. em: <<https://www.iea.org/subscribe-to-data-services/oil-statistics>>. Acesso em: 29 de novembro de 2020.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Brazil**, 2020b. Disponível em: <<https://www.iea.org/countries/brazil>>. Acesso em: 29 de novembro de 2020.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Oil**, 2020a. Disponível em: <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/oil_2020>. Acesso em: 29 de novembro de 2020.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **World Energy Outlook, 2017**. Disponível em: <<https://www.iea.org/weo2017/>>. Acesso em: 29 de novembro de 2020.

KHAMEHCHI, E., REISI, E. **Sand production prediction using ratio of shear modulus to bulk compressibility (case study)**, 2015.

LAWAN, Z. M., LAWAL, K. A., UKAONU, C. E., EYTAYO, S. I., & MATEMILOLA, S. **The Future of Petroleum Engineering in an Emerging Renewable-Energy World**, 2019.

MAHMUD, H. B., LEONG V. H., LESTARIONO Y. **Sand production: A smart control framework for risk mitigation**, 2019.

MAITELLI, C. W. S. P. **Simulação do escoamento monofásico em um estágio de uma bomba centrífuga utilizando técnicas de fluidodinâmica computacional**, 2010.

MANUAL CFX 11.0, Ansys, Harwell, UK, 2006.

MARTINS, R. G. **Controle da produção de areia em poços de petróleo brasileiros**, 2011.

MASSA, B. T. **Análise de colapso base de contenção de areia**, 2012.

MATOS, J.S.D. Aula introdutória. Métodos de elevação artificial, 2007.

MOHAMAD-HUSSEIN, A.; NI, Q. Numerical modeling of onset and rate of sand production in perforated Wells, 2018.

MONTOYA. G.; SANYAL. J., BRAUN M.; AZHAR M. On the assessment, implementation, validation, and verification of drag and lift forces in gas-liquid applications for the CFD codes FLUENT and CFX, 2019.

NAKANO, C. M. F.; PINTO, A. C. C.; MARCUSSO, J. L.; MINAMI, K. Pre-salt Santos Basin – extended well test and production pilot in the Tupiárea – the planning phase, 2009.

NEVES, E. E.; BEZERRA, Y. S. F. MÉTODO DOS VOLUMES FINITOS: UMA ABORDAGEM PRÁTICA E APLICAÇÃO EM PROBLEMAS DE DIFUSÃO TÉRMICA COM MATLAB, 2013.

OLIVEIRA, L. M. T. M. Modelagem e simulação da recuperação secundária em reservatórios de petróleo utilizando configuração Five-Spots, 2015.

PAPAMICHOS, E. Sand production. Revue Européenne de Génie Civil, 2006.

PEREIRA, L. N. SANTANA, A. P. S. C. Formações inconsolidadas: produção de areia e técnicas de contenção, 2019.

PERERA, M. S. A., RANJITH, P. G., RATHNAWEERA, T. D., DE SILVA, G. P. D., LIU, T. An experimental study to quantify sand production during oil recovery from unconsolidated quicksand formations, 2017.

PETROBRÁS, Pré-sal aumenta importância da indústria do petróleo na economia, 2014.

PETROBRAS. Conheça os diferentes tipos de poços de petróleo e gás natural, 2015.

RAKHIMZHANOVA, A.; THORNTON, C.; AMANBEK, Y.; ZHAO, M. **Numerical simulations of sand production in oil wells using the CFD-DEM-IBM approach**, 2020.

RAMIREZ, M. G. **Análise de modelos para previsão da produção de areia em reservatórios não consolidados**, 2014.

RANJITH, P. G.; PERERA, M. S. A.; PERERA, W. K. G., WU, B.; CHOI, S. K. **Effective parameters for sand production in unconsolidated formations: An experimental study**, 2013.

ROCHA, H. V. **Estudo geológico do potencial de exploração e produção de gás natural não convencional na bacia do Paraná: Avaliação da viabilidade no abastecimento da usina termoeletrica de Uruguaiana (RS)**. São Paulo, 2016.

SALOMÃO, L. A. B. **Modelagem e simulação numérica computacional de separadores de areia do tipo ciclônico utilizando método de volumes finitos**, 2018.

SAMPAIO, S. C.; WISSMANN, J. A.; MACHADO, F. J. D.; BORSSOI, A. L.; QUEIROZ, M. M. F. **Perda de carga distribuída e localizada em tubulações e conexões conduzindo água residuária da avicultura**, 2003.

Santos, T. C.; Ferreira, P. J. G.; Vivaldini, T. C.; Lima, I. B.; Frugoli, A. D.; Frugol, P. A. **Desenvolvimento de equipamentos didáticos para ensino de mecânica dos fluidos: estudo da perda de carga**, 2016.

SCHLUMBERGER, **Frac packing: fracturing and sand control**, 2007.

SERVIÇO GEOLÓGICO DO BRASIL, **Rochas**, 2016. Acesso em: 03 de dezembro de 2020. Disponível em: < <http://www.cprm.gov.br/publique/CPRM-Divulga/Rochas-1107.html>>

SILVA D. Y. C. A. ; FRANCISS R. **A completção de poços de petróleo – uma revisão do planejamento das operações e equipamentos**, 2019.

SILVEIRA, G. A. G.; PENNA, T. C. **Aplicabilidade dos diferentes tipos de completção em poços terrestres produtores de gás na bacia do parnaíba**, 2016.

SIQUEIRA, J. G. C. **Modelagem de gotas dispersas em escoamento anular vertical**, 2019.

SOUSA, L. H. A.; RODRIGUES, M. L.; SOUSA M. G.; BARROS Y. B.; ARAÚJO P. J. P. LEITE M. S. **Aplicação do bombeio mecânico com hastes na elevação do petróleo**, 2013.

Srichai, S. **Friction factors for single phase flow in smooth and rough tubes**, 2006.

THOMAS, J. E. **Fundamentos da Engenharia de Petróleo**. Ed. Interciência: Petrobrás, 2º Ed, Rio de Janeiro, 2004.

TISSOT, B.P.; WELTE D.H. **Petroleum Formation and Occurrence**, Ed. Springer Science & Business Media, 2013.

TORRADO, A. P. C.; SILVA, D. A. V.; HERNANDEZ, H. D. M.; PEÑA, Y. A. Q. **A Methodology to Identify the Root-Cause and Conditions of Sand Production, by Integrating Production, Reservoir and Completion Variables**, 2020.

VILANOVA, L. C. **Mecânica dos Fluidos**, 2011.

VILLARROEL, F. M. G. **Simulação física do comportamento mecânico de poços de petróleo**, 2010.

WANDERLEY, L. G. A. **Ajuste de Histórico e Gerenciamento Ótimo de Reservatórios de Petróleo: Estudo de Um Caso Real**, 2014.

YAN, C., LI, Y., CHENG. Y, WANG, W.,SONG, B. DENG, F., FENG, Y. **Sand production evaluation during gas production from natural gas hydrates**, *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, Volume 57, 2018.

ZHOU, S SUN, F. **Sand production management for unconsolidated sandstone reservoirs**. Singapore: John Wiley & Sons, 2016.

ZHU, H., XU, T., YUAN, Y., FENG, G., XIA, Y., XIN, X. **Numerical analysis of sand production during natural gas extraction from unconsolidated hydrate-bearing sediments**, 2020.