



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA SANITÁRIA E AMBIENTAL
ENGENHARIA SANITÁRIA E AMBIENTAL

Letícia Marianne Souza Costa

**Simulação matemática das taxas de infiltração de hidrocarbonetos de petróleo em bacias
de contenção de refinarias e terminais**

Florianópolis
2024

Letícia Marianne Souza Costa

**Simulação matemática das taxas de infiltração de hidrocarbonetos de petróleo em bacias
de contenção de refinarias e terminais**

Trabalho de Conclusão de Curso submetido ao curso de Engenharia Sanitária e Ambiental do Centro Tecnológico da Universidade Federal de Santa Catarina como requisito parcial para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Sanitária e Ambiental.

Orientador: Prof. Admir José Giachini, Dr.
Coorientador: Prof. Márcio Roberto Schneider, Dr.

Florianópolis

2024

Ficha catalográfica gerada por meio de sistema automatizado gerenciado pela BU/UFSC.
Dados inseridos pelo próprio autor.

Costa, Letícia Marianne Souza

Simulação matemática das taxas de infiltração de hidrocarbonetos de petróleo em bacias de contenção de refinarias e terminais / Letícia Marianne Souza Costa ; orientador, Admir José Giachini, coorientador, Márcio Roberto Schneider, 2024.

89 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Graduação em Engenharia Sanitária e Ambiental, Florianópolis, 2024.

Inclui referências.

1. Engenharia Sanitária e Ambiental. 2. Taxas de infiltração. 3. Combustíveis. 4. Solos. 5. Bacias de contenção. I. Giachini, Admir José. II. Schneider, Márcio Roberto. III. Universidade Federal de Santa Catarina. Graduação em Engenharia Sanitária e Ambiental. IV. Título.

Letícia Marianne Souza Costa

Simulação matemática das taxas de infiltração de hidrocarbonetos de petróleo em bacias de contenção de refinarias e terminais

Este Trabalho de Conclusão de Curso foi julgado adequado para obtenção do título de Bacharel e aprovado em sua forma final pelo Curso Engenharia Sanitária e Ambiental.

Florianópolis, 09 de dezembro de 2024.

Insira neste espaço
a assinatura

Coordenação do Curso

Banca examinadora

Insira neste espaço
a assinatura

Prof. Admir José Giachini, Dr.

Orientador

Insira neste espaço
a assinatura

Prof. Rodrigo de Almeida Heringer, Dr.
Universidade Federal de Santa Catarina

Insira neste espaço
a assinatura

Eng^a Eduarda Gabriele Ramser Rudek

Florianópolis, 2024.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, Lúcia e Luis, que sempre estiveram ao meu lado, me apoiando em cada passo e me ensinando tudo o que sei sobre dedicação e determinação.

Aos meus avós, Arlete e Toninho, e à minha bisa, Miraim, que, mesmo não estando mais fisicamente entre nós, me acompanham a todo momento.

Aos meus familiares, que, mesmo a estados de distância, sempre se fizeram presentes, confiando em mim e me incentivando a seguir em frente.

Aos meus orientadores, Admir e Márcio, pela orientação e todo o apoio durante a elaboração deste trabalho.

Aos meus colegas de faculdade, pelos trabalhos em grupos, risadas e conversas compartilhadas, que transformaram essa experiência em algo especial.

Às minhas amigas Lari Pasin e Rafa, por tornarem as fases finais da graduação mais leves e melhores, e à Bea, Chris, Ju, Lari Martins e Pedrinho, por toda a amizade, ajuda e companhia. Vocês fizeram da minha experiência universitária única, menos solitária e com memórias inesquecíveis.

Aos meus colegas do REMA, em especial à minha amiga Belle, pela companhia durante os anos de bolsa (e de graduação) e à Ana, Duda e Márcio, pela paciência, generosidade e por todo o conhecimento compartilhado durante esse período.

Sou grata a todos os caminhos e escolhas que me fizeram chegar até aqui.

RESUMO

A indústria petrolífera é essencial ao setor produtivo, com o petróleo desempenhando um papel central no desenvolvimento de atividades industriais variadas. No entanto, atividades de produção e armazenamento de combustíveis trazem riscos de vazamentos, como evidenciado em acidentes históricos no Brasil e no exterior, que geram impactos ambientais e elevados custos de remediação de solos e águas subterrâneas. Para prevenir a contaminação do lençol freático, a impermeabilização com solo argiloso compactado é amplamente utilizada. A NBR 17505-2:2022 recomenda solos com condutividade hidráulica máxima de 10^{-6} cm/s, referenciada à água a 20 °C, para impermeabilização de bacias de contenção. Contudo, estudos realizados por Oliveira (2001) e Corseuil *et al.* (2020) indicam que os solos são mais permeáveis à infiltração de fluidos apolares quando comparados à água. Neste contexto, o presente estudo visa simular a permeabilidade de diversas texturas de solo quando infiltrados por derivados de petróleo, com o objetivo de identificar os principais parâmetros que influenciam a migração de combustíveis e as classificações de solo com as menores capacidades de infiltração. Para tal, foi utilizado o software TLS (Transporte de LNAPL no Solo) para simular a migração de combustíveis na zona não saturada. Foram simuladas as taxas de infiltração de gasolina, diesel, nafta e querosene de aviação nos solos areia, areia-franca, franco, franco-arenoso, franco-argiloso, argilo-arenoso, argilo-siltoso e as argilas caulinita e montmorilonita. Os resultados apontam que a viscosidade dinâmica, condutividade hidráulica e plasticidade são os principais fatores que influenciam a migração dos combustíveis. Observou-se que hidrocarbonetos de petróleo possuem taxas de infiltração entre 1.000% a 836.000% superiores às condutividades hidráulicas dos solos à água, corroborando os estudos anteriores. As menores taxas de infiltração foram obtidas em solos com menor condutividade hidráulica e baixos índices de plasticidades, como em argilas pouco expansivas e solos com frações de argilominerais pouco expansivas. Assim, os resultados sugerem que considerar a condutividade hidráulica à água como único critério de impermeabilização de bacias de contenção pode não ser o mais indicado, visto que não é considerado o comportamento dos hidrocarbonetos de petróleo no solo.

Palavras-chave: Taxas de infiltração; Combustíveis; Solos; Bacias de contenção.

ABSTRACT

The petroleum industry is essential to the productive sector, with petroleum playing a central role in the development of various industries. However, fuel production and storage activities pose leakage risks, as evidenced by historical accidents in Brazil and abroad, which generate environmental impacts and high costs for soil and groundwater remediation. To prevent groundwater contamination, compacted clay soil is widely used as an impermeable layer. The NBR 17505-2:2022 recommends soils with a maximum hydraulic conductivity of 10^{-6} cm/s, referenced to water at 20 °C, for the containment basins impermeabilization. Nevertheless, researches by Oliveira (2001) and Corseuil *et al.* (2020) indicate that soils are more permeable to the infiltration of nonpolar fluids compared to water. In this context, this study aims to simulate the permeability of various soil textures when infiltrated by petroleum derivatives, with the objective of identifying the main parameters influencing fuel migration and the soil classifications with the lowest infiltration capacities. For this purpose, the TLS (Transport of LNAPL in Soil) software was used to simulate the migration of fuels in the unsaturated zone. The infiltration rates of gasoline, diesel, naphtha, and aviation kerosene were simulated in sand, sandy loam, loam, loamy sand, clay loam, sandy clay, silty clay and kaolinite and montmorillonite clays. The results indicate that dynamic viscosity, hydraulic conductivity, and plasticity are the main factor influencing fuel migration. It was observed that petroleum hydrocarbons have infiltration rates 1,000% to 836,000% higher than the soils hydraulic conductivities to water, corroborating previous studies. The lowest infiltration rates were observed in soils with lower hydraulic conductivity and plasticity indices, such as in low-expansive clays and soils with fractions of low-expansive clay minerals. Thus, the results suggest that considering hydraulic conductivity to water as the sole criteria for containment basins impermeabilization may not be the most appropriate approach, as it does not account for the behavior of petroleum hydrocarbons in the soil.

Keywords: Infiltration rates; Fuels; Soils; Containment basins.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Modelo conceitual.....	21
Figura 2 – Relação entre tensões interfaciais e ângulo de contato.....	24
Figura 3 – Curvas características tipo para solos arenosos, siltosos e argilosos.	31
Figura 4 – Modelo conceitual do simulador TLS – Tanque na superfície do solo.	37
Figura 5 – Caracterização do contaminante.	41
Figura 6 – Caracterização do meio poroso.	42
Figura 7 – Modelo conceitual do simulador TLS – Empoçamento.....	45
Figura 8 – Gráfico da saturação de água no solo argilo-arenoso antes do derramamento de combustíveis.....	49
Figura 9 – Frente de migração dos combustíveis no solo argilo-siltoso em função da condutividade hidráulica.....	50
Figura 10 – Frente de migração dos combustíveis no solo franco-argiloso em função da condutividade hidráulica.....	51
Figura 11 – Frente de migração dos combustíveis no solo argiloso (caulinita) em função da condutividade hidráulica.....	53
Figura 12 – Frente de migração dos combustíveis no solo argiloso (montmorilonita) em função da condutividade hidráulica.....	54
Figura 13 – Frente de migração dos combustíveis no solo argilo-siltoso em função do IP.	56
Figura 14 – Frente de migração dos combustíveis no solo franco-argiloso em função do IP..	57
Figura 15 – Frente de migração dos combustíveis no solo argiloso (caulinita) em função do IP.	59
Figura 16 – Frente de migração dos combustíveis no solo argiloso (montmorilonita) em função do IP.....	60
Figura 17 – Gráfico da frente de migração da gasolina em função do tipo de solo.	64
Figura 18 – Gráfico da frente de migração do diesel em função do tipo de solo.....	65
Figura 19 – Gráfico da frente de migração da nafta em função do tipo de solo.	66
Figura 20 – Gráfico da frente de migração do QAV em função do tipo de solo.....	67

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Conjunto de Normas Técnicas NBR 17505.	38
--	----

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Dados para a caracterização dos contaminantes.....	43
Tabela 2 – Dados para a caracterização do meio poroso.....	44
Tabela 3 – Dados variáveis para a caracterização do meio poroso.	44
Tabela 4 – Dados da fonte de contaminação.	46
Tabela 5 – Inserção de dados para configuração da simulação.....	46
Tabela 6 – Valores de Condutividade Hidráulica à água na zona não saturada.....	47
Tabela 7 – Valores de Índices de Plasticidade.	48

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
AER	<i>Albert Energy Regulator</i>
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
API	<i>American Petroleum Institute</i>
ASTM	<i>American Society for Testing and Materials</i>
BTEX	Benzeno, Tolueno, Etilbenzeno, Xilenos
CENPES	Centro de Pesquisas, Desenvolvimento e Inovação Leopoldo Américo Miguez de Mello
CIPEA	<i>Comité Internacional pour l'Étude des Argiles</i>
DNAPL	<i>Dense Non-Aqueous Phase Liquid</i>
DNR	<i>Iowa Department of Natural Resources</i>
EMBRAPA	Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária
FISPQ	Ficha de Informação de Segurança de Produtos Químicos
GLP	Gás Liquefeito de Petróleo
HSSM	<i>Hydrocarbon Spill Simulation Model</i>
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IP	Índice de Plasticidade
ITRC	<i>Interstate Technology & Regulatory Council</i>
LDRM	<i>LNAPL Distribution and Recovery Model</i>
LL	Limite de Liquidez
LNAPL	<i>Light Non-Aqueous Phase Liquid</i>
LP	Limite de Plasticidade
NBR	Norma Brasileira
QAV	Querosene de Aviação
REDUC	Refinaria Duque de Caxias
REMA	Núcleo reessacada de Pesquisas em Meio Ambiente
REPAR	Refinaria Presidente Getúlio Vargas
REPLAN	Refinaria de Paulínia
SPCC	<i>Spill Prevention, Control and Countermeasure</i>
TLS	Transporte de LNAPL no Solo
U. S. EPA	<i>United States Environment Protection Agency</i>
UFSC	Universidade Federal de Santa Catarina

LISTA DE SÍMBOLOS

α	Valor de entrada de ar
$\Delta t_{F\text{mín}}$	Tempo mínimo entre frames
$\Delta t_{\text{máx}}$	Tempo máximo de passo
ε	Constante dielétrica
η	Viscosidade dinâmica
θ	Conteúdo volumétrico de água no solo
θ_c	Ângulo de contato
θ_s	Umidade volumétrica no estado saturado
θ_r	Umidade volumétrica no estado residual
ν	Viscosidade cinemática
ρ	Densidade
σ	Tensão superficial
σ_{ao}	Tensão interfacial ar-LNAPL
σ_{nm}	Tensões entre o fluido não molhante e o fluido molhante
σ_{ns}	Tensões entre o fluido não molhante e a superfície sólida
σ_{ms}	Tensões entre o fluido molhante e a superfície sólida
σ_{ow}	Tensão interfacial LNAPL-água
Φ	Porosidade total
d_p	Diâmetro do empoçamento de LNAPL
H_{LNAPL}	Altura do empoçamento de LNAPL
K_{sw}	Condutividade hidráulica
n	Distribuição de poros
OH^-	Hidróxido
$R_d^{\text{máx}}$	Raio máximo
SiO_2	Dióxido de Silício
S_{wr}	Saturação residual de água no solo
T_f	Tempo final
Tol_e	Tolerância excepcional
Tol_n	Tolerância nominal
z_{aw}	Profundidade do lençol freático
$z_d^{\text{mín}}$	Elevação mínima

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	OBJETIVOS	18
1.1.1	Objetivos gerais.....	18
1.1.2	Objetivos específicos.....	18
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	19
2.1	CARACTERIZAÇÃO DOS CONTAMINANTES	19
2.1.1	Fluxo dos hidrocarbonetos de petróleo na superfície.....	19
2.1.2	Propriedades dos fluidos	21
2.1.2.1	<i>Densidade e viscosidade.....</i>	21
2.1.2.2	<i>Tensão superficial e interfacial</i>	22
2.1.2.3	<i>Molhabilidade e ângulo de contato</i>	23
2.1.2.4	<i>Pressão capilar.....</i>	24
2.1.2.5	<i>Constante dielétrica e polaridade dos fluidos</i>	24
2.2	CARACTERIZAÇÃO DO MEIO POROSO	25
2.2.1	Propriedades hidrodinâmicas.....	26
2.2.1.1	<i>Condutividade e permeabilidade.....</i>	26
2.2.1.2	<i>Porosidade.....</i>	27
2.2.1.3	<i>Mineralogia e expansibilidade</i>	28
2.2.1.4	<i>Plasticidade</i>	29
2.2.1.5	<i>Curva de retenção de água.....</i>	30
2.3	MODELOS DE DISTRIBUIÇÃO DE LNAPL	32
2.3.1	Green-Ampt	33
2.3.2	Burdine	33
2.3.3	Brooks-Corey	34
2.3.4	HSSM.....	34
2.3.5	LDRM	35
2.3.6	TLS.....	36
2.4	LEGISLAÇÕES	37
2.4.1	Âmbito nacional.....	37
2.4.2	Âmbito internacional.....	40
3	METODOLOGIA.....	41
3.1	SIMULADOR TLS	41

3.2	COMPILAÇÃO E ANÁLISE DE DADOS DE ENTRADA.....	41
3.2.1	Combustíveis	42
3.2.2	Meios porosos	43
3.2.3	Modelo conceitual	45
3.3	INFLUÊNCIA DOS PARÂMETROS DOS SOLOS NA VELOCIDADE DE MIGRAÇÃO DOS COMBUSTÍVEIS	47
3.4	VARIAÇÃO DA VELOCIDADE DE MIGRAÇÃO DOS COMBUSTÍVEIS EM FUNÇÃO DAS CLASSIFICAÇÕES DO SOLO	48
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES	49
4.1	PARÂMETROS QUE INFLUENCIAM A VELOCIDADE DE MIGRAÇÃO DOS COMBUSTÍVEIS.....	49
4.1.1	Condutividade hidráulica	49
4.1.2	Índice de Plasticidade	55
4.1.3	Análise dos resultados	61
4.2	VELOCIDADE DE MIGRAÇÃO DOS COMBUSTÍVEIS EM FUNÇÃO DAS CLASSIFICAÇÕES DO SOLO	63
5	CONCLUSÃO	69
5.1	RECOMENDAÇÕES.....	70
	REFERÊNCIAS	71
	APÊNDICE A – VELOCIDADE DE MIGRAÇÃO DOS COMBUSTÍVEIS EM FUNÇÃO DA CONDUTIVIDADE HIDRÁULICA	83
	APÊNDICE B – DIFERENÇAS PERCENTUAIS ENTRE A TAXA DE INFILTRAÇÃO DOS COMBUSTÍVEIS E A CONDUTIVIDADE HIDRÁULICA DO SOLO À ÁGUA	85
	APÊNDICE C – VELOCIDADE DE MIGRAÇÃO DOS COMBUSTÍVEIS EM FUNÇÃO DO ÍNDICE DE PLASTICIDADE	87
	APÊNDICE D – VELOCIDADE DE MIGRAÇÃO DOS COMBUSTÍVEIS EM FUNÇÃO DO TIPO DE SOLO	89

1 INTRODUÇÃO

Por décadas, a indústria petrolífera tem sido um elemento essencial no sistema produtivo, com o petróleo desempenhando um papel fundamental no progresso de diversos setores industriais, incluindo a aeronáutica, automobilística e de infraestrutura em produtos asfálticos. O petróleo e seus derivados são utilizados, ainda, como fonte de matriz energética em diversos países, além de fornecer matéria-prima para a fabricação de produtos, como tintas, plásticos, fertilizantes e embalagens para alimentos e medicamentos (ANP, 2024b). As operações relacionadas à produção, estocagem, distribuição e comercialização de petróleo e seus derivados representam uma das principais atividades industriais do Brasil, tendo sua magnitude sendo comprovada no Anuário Estatístico Brasileiro de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis de 2023 (ANP, 2024a).

Atualmente, existem 20 refinarias em operação no Brasil, com 11 delas sendo administradas pela Petrobras, que têm uma capacidade total de destilação de petróleo bruto estimada em 1.851 milhão de barris por dia (Petrobras, 2024a). Elas desempenham um papel fundamental na transformação do petróleo em uma variedade de produtos refinados, abastecendo tanto o mercado interno quanto contribuindo para as exportações do país, as quais totalizaram 1,61 milhão de barris por dia em 2023, de acordo com a Agência Internacional de Energia (IEA, 2024)

A grande quantidade de petróleo e seus derivados armazenada nas refinarias aumenta o risco de vazamentos, como evidenciado pelo histórico de derramamentos no Brasil, como os vazamentos ocorridos na Refinaria de Manguinhos, Rio de Janeiro, em 1996 (Monteiro, 2003), nas Refinarias Presidente Getúlio Vargas – REPAR, Paraná (Melo *et al.*, 2003), Refinaria Duque de Caxias – REDUC, Rio de Janeiro (Monteiro, 2003), ambas em 2000, e na Refinaria de Paulínia, REPLAN, São Paulo, em 2018 (ANP, 2018). No exterior também há registros de derramamentos de petróleo, como os casos no Golfo Pérsico, Kuwait, em 1991 (Michel, 1991), no Vale da Fergana, Uzbequistão, em 1992 (U.S. EPA, 1992), na Dakota do Sul, EUA, em 2017 (Smith; Bosman, 2017) e em Iowa, EUA, em 2018 (DNR, 2018).

A liberação de hidrocarbonetos de petróleo no meio ambiente pode resultar em impactos significativos devido à complexidade na recuperação dos ecossistemas atingidos. A contaminação resultante pode representar uma ameaça direta à saúde humana, podendo causar uma série de doenças, além de comprometer a qualidade dos recursos hídricos, afetando a vida aquática. Há, ainda, restrições quanto ao uso do solo, podendo limitar seu desenvolvimento e uso, além de acarretar em desvalorização de propriedades contaminadas.

A fim de reduzir os impactos da contaminação do solo e da água subterrânea, são utilizadas diversas tecnologias de remediação, muitas delas associadas a custos elevados e prazos prolongados. Os custos para mitigar tais impactos podem ser altos, de acordo com a gravidade do dano, do risco associado à contaminação e das características da área afetada. Além dos altos custos, é comum que os processos durem anos e até décadas para a total remediação das áreas. Ademais, as tecnologias de remediação de contaminantes em águas subterrâneas são, comumente, mais complexas e mais caras se comparadas às tecnologias de remediação em solos (Soriano *et al.*, 2023).

Tendo em vista os elevados custos e prazos prolongados para a remediação das áreas contaminadas, a aplicação de mecanismos de prevenção é a estratégia mais adequada. Um dos principais métodos de prevenção de contaminação é a impermeabilização da área por meio do uso de camadas de solo argiloso compactado. Esse solo é o material mais utilizado na impermeabilização das estruturas de contenção devido à sua comprovada eficiência na retenção de água e ao baixo custo de implementação (Corseuil *et al.*, 2020).

A argila compactada utilizada na impermeabilização tem aplicações amplas, abrangendo revestimento de açudes e lagoas de estabilização, a fim de minimizar perdas por infiltração, células de aterros sanitários, formando barreiras impermeáveis nas células, e confecção de núcleo de argila para proteção de tanques subterrâneos de combustíveis contra vazamentos. De modo geral, solos que apresentam alto teor de argila possuem baixos valores de permeabilidade e, por esse motivo, são frequentemente utilizados como barreiras naturais e artificiais em áreas de disposição de resíduos, limitando a liberação de contaminantes no meio ambiente (Melegari *et al.*, 2004).

No Brasil, as normas NBR 17505 da Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT) são as principais diretrizes que estabelecem os requisitos exigidos para parques de tanques de armazenamento de produtos inflamáveis ou combustíveis (ABNT, 2020). As diretrizes para sistemas de contenção secundária são definidas pela norma NBR 17505-2:2022 – Armazenamento em tanques, vasos e recipientes portáteis, em substituição à norma NBR 17505-2:2015, sendo resultado das mudanças realizadas nas normas NBR 17505-2:2013, NBR 17505:2006 e NBR 7505-1:2000 (ABNT, 2022). Com a atualização das normas técnicas, alguns detalhes técnicos e construtivos foram adicionados e modificados a fim de aprimorar a eficiência das bacias de contenção. No entanto, o critério que especifica a permeabilidade máxima permitida nas áreas de contenção não foi alterado.

Embora os critérios de impermeabilização das bacias de contenção tenham evoluído e se detalhado com o passar das atualizações dos regulamentos, as Normas Técnicas ainda

associam a permeabilidade do piso e dos diques de contenção à da água. Relacionando a permeabilidade à água, não é considerada a possibilidade de que os produtos armazenados possam apresentar características que afetam a mobilidade através do solo utilizado para a impermeabilização. Na impermeabilização de tais áreas, é recomendado o uso de solos com coeficiente de permeabilidade máximo de 10^{-6} cm/s, referenciado à água e, por esse motivo, são comumente utilizados solos argilosos compactados (ABNT, 2022). Todavia, estudos como os realizados por Oliveira (2001), Melegari *et al.* (2004) e Corseuil *et al.* (2020) apontam que solos argilosos, quando expostos à líquidos orgânicos, podem apresentar condutividades hidráulicas mais elevadas se comparados a exposição à água.

Considerando, portanto, as características dos líquidos orgânicos e seu comportamento no meio poroso, o presente estudo visa identificar os parâmetros que mais influenciam as taxas de infiltração dos combustíveis no solo e as classificações de solos mais adequadas para impermeabilização de bacias de contenção em refinarias e terminais.

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 Objetivos gerais

Simular a infiltração de derivados de petróleo em diferentes tipos de solo em áreas de armazenamento de petróleo, utilizando o modelo matemático TLS, a fim de identificar os parâmetros que mais influenciam a velocidade de migração dos combustíveis e as classificações de solo que possam garantir a impermeabilização adequada de bacias de contenção.

1.1.2 Objetivos específicos

- a. Avaliar a influência do Índice de Plasticidade e da condutividade hidráulica na migração de combustíveis no solo;
- b. Determinar as classificações de solo mais adequadas para que a bacia de contenção seja suficientemente impermeável à vazamentos de combustíveis.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 CARACTERIZAÇÃO DOS CONTAMINANTES

O petróleo é constituído por uma complexa mistura, em que os hidrocarbonetos representam a maior fração, enquanto compostos orgânicos sulfurados, nitrogenados, oxigenados e organometálicos compreendem uma pequena porcentagem da composição total (ANP, 2023). Dentre os hidrocarbonetos presentes no petróleo, destacam-se os acíclicos saturados, sendo eles alcanos ou parafinas, além de hidrocarbonetos cíclicos e aromáticos (Cruz, 2003).

Os hidrocarbonetos constituem a maior parte da composição do petróleo, com a distribuição dos elementos entre uma faixa de 84 a 87% de carbono e entre 11 a 14% de hidrogênio. Ademais, o petróleo contém compostos orgânicos, como enxofre, cuja concentração varia entre 0,06 e 9% e o nitrogênio está presente em quantidades que variam de 0,11 a 1,7%. A composição do petróleo pode incluir ainda oxigênio e metais, que geralmente representam, juntos, cerca de 0,8% (Matai, S.d.).

A composição química do petróleo é variável, o que torna imprescindíveis os investimentos em refino para convertê-lo em produtos derivados, como gasolina, óleo diesel, asfaltos e plásticos (ANP, 2023). O processo de refino é crucial para maximizar a produção de derivados de petróleo, visto que envolve a separação e conversão das frações de petróleo de acordo com suas características físico-químicas (Dantas Neto; Gurgel, S.d.). De maneira geral, os petróleos que contêm predominantemente substâncias leves, ou seja, cadeias de hidrocarbonetos menores, tendem a gerar uma menor quantidade de derivados leves, como gasolina, gás liquefeito de petróleo (GLP), óleo diesel e querosene. Em contrapartida, os chamados petróleos pesados produzem uma quantidade significativamente inferior de derivados leves (Barquette, 2008).

O petróleo e seus derivados são substâncias que possuem densidades inferiores à da água, isto é, com valores abaixo de 1 g/cm³. Sendo assim, são classificados como LNAPLs (Compostos de Fase Líquida Leve Não Aquosa, do inglês *Light Non-Aqueous Phase Liquids*), caracterizados por serem mais leves que a água (ITRC, 2018b).

2.1.1 Fluxo dos hidrocarbonetos de petróleo na superfície

Durante um derramamento de óleo na subsuperfície, a maior parte do líquido orgânico se acumula ou flui na superfície do solo, enquanto uma fração menor é transferida para a

atmosfera e o restante é infiltrado no solo, podendo atingir as águas subterrâneas (Schneider, 2005). Ao entrar em contato com o solo, o óleo apresenta-se como uma fase líquida, leve e não aquosa, conhecida como LNAPL (do inglês, *Light Non-Aqueous Phase Liquid*). A migração e o transporte do LNAPL na subsuperfície são influenciados por diversos fatores, incluindo o volume e a área do derramamento, bem como características do solo, como litologia, porosidade e permeabilidade (Mercer; Cohen, 1990).

Após o vazamento de hidrocarbonetos de petróleo na subsuperfície, o líquido orgânico migra verticalmente através da zona não saturada, também conhecida como zona vadosa, devido à força gravitacional, acompanhada por um espalhamento lateral resultante das forças capilares. Durante esse processo de migração, uma parte dos hidrocarbonetos pode ser retida nos poros do solo, formando o que é denominado fase residual. Simultaneamente, parte dos hidrocarbonetos volatiliza e se dispersa, criando uma zona de vapor orgânico que se estende pelo subsolo, além da área originalmente contaminada (Corseuil *et al.*, 2020).

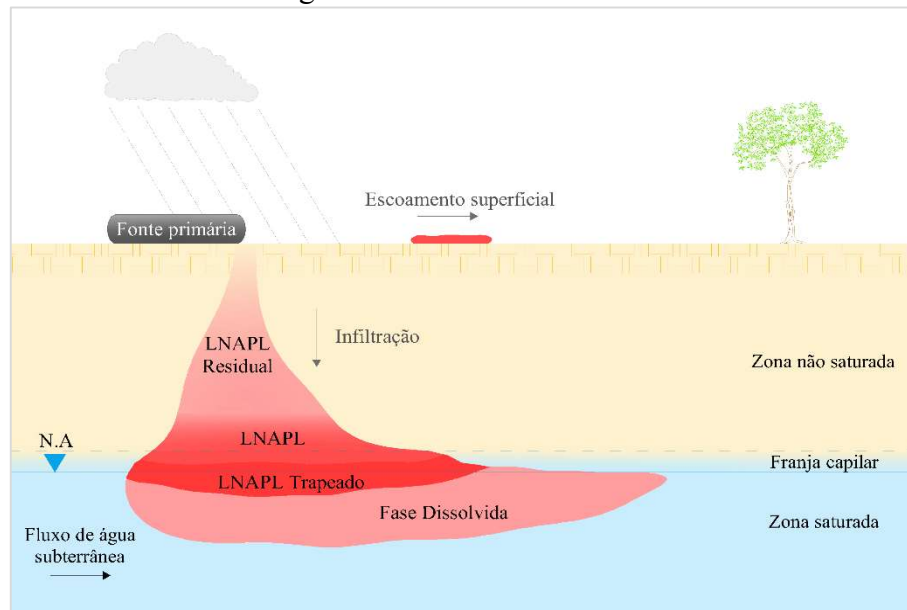
Quando a quantidade de produto derramado é suficiente para saturar os poros do solo, e havendo condições de mobilidade, a fase livre pode alcançar a zona saturada do solo. Neste processo, a presença de heterogeneidades e de vias preferenciais pode resultar em um espalhamento irregular da fase livre antes que o nível d'água seja atingido. Ao alcançar a zona saturada, a fase livre tende a penetrar verticalmente no lençol freático, deslocando a água para uma profundidade proporcional à pressão exercida pela coluna vertical da fase livre (ITRC, 2018a). Devido à sua menor densidade em relação à água, a fase livre de LNAPL se acumula na parte superior da superfície saturada, espalhando-se lateralmente na franja capilar (Corseuil *et al.*, 2020).

As variações no nível d'água, resultantes dos processos de recarga e descarga dos aquíferos, exercem influência significativa sobre o espalhamento vertical da fase livre do LNAPL. Durante esse movimento, parte do LNAPL pode ser deslocada pela água presente no meio poroso, onde o óleo é aprisionado na forma de gotas isoladas. O movimento ascendente do nível d'água provoca a retenção de uma fração do LNAPL residual no meio poroso. Quando ocorre o movimento descendente do nível d'água, parte do LNAPL permanece presa nos poros devido às forças capilares, sendo classificada como fase trapeada, enquanto outra parte se torna novamente móvel (Corseuil *et al.*, 2020).

O contato do LNAPL com o fluxo de água subterrânea resulta em uma maior dissolução dos compostos solúveis, formando uma pluma de contaminantes dissolvidos, conhecida como fase dissolvida. Esta fase pode migrar sob a influência de gradientes hidráulicos presentes no aquífero, além de ser afetada por processos de difusão química e

mecânica (Powers *et al.*, 1991). O processo de contaminação do solo e água subterrânea por derramamentos de petróleo e seus derivados pode ser apresentado através do modelo conceitual ilustrado na Figura 1.

Figura 1 – Modelo conceitual.



Fonte: Adaptado de Soriano *et al.*, 2023.

2.1.2 Propriedades dos fluidos

2.1.2.1 Densidade e viscosidade

Os processos de transformação dos hidrocarbonetos são influenciados por fenômenos que dependem da fase do LNAPL, bem como por características físicas e químicas do fluido, incluindo densidade, viscosidade e estabilidade química (Távora, 2010).

A densidade (ρ) é definida como a massa por unidade de volume ocupada por uma substância e apresenta variações que são predominantemente influenciadas por fatores como temperatura e pressão. Além desses, a densidade também é afetada pela massa molecular, estrutura dos compostos e interações moleculares (Huling; Weaver, 1991; Schlosser, 2017).

A viscosidade dinâmica (η), comumente referida como viscosidade, é uma propriedade que descreve a resistência de um fluido ao movimento relativo e à deformação por cisalhamento durante o fluxo. Essa característica determina a facilidade com que um fluido se desloca no meio; assim, após um derramamento, um produto com menor viscosidade se moverá mais rapidamente e penetrará mais profundamente nos poros do solo em comparação com um produto de maior viscosidade. Sendo assim, uma viscosidade elevada implica em uma maior dificuldade de percolação do fluido (Carvalho *et al.*, 2015; Schlosser, 2017). Ademais, a

viscosidade é inversamente proporcional à temperatura, ou seja, um aumento na temperatura resulta em uma diminuição da viscosidade do fluido (Garcia, 2019).

A razão μ/ρ é denominada viscosidade cinemática (ν). Durante o fluxo, não é possível separar os efeitos matemáticos e físicos de ambas as propriedades. O inverso da viscosidade cinemática multiplicado pela gravidade serve como um indicativo da mobilidade de um composto em um determinado meio, sendo essa relação conhecida como coeficiente de mobilidade, utilizada para classificar os líquidos quanto à sua mobilidade (Corseuil *et al.*, 2020).

Ao comparar os principais componentes da gasolina (BTEX – benzeno, tolueno, etilbenzeno e xileno), observa-se, por exemplo, que a relação ρ/μ para o benzeno é 1,35 e para o xileno é 1,33, enquanto para a água é 0,99. Isso indica que os componentes da gasolina possuem maior mobilidade do que a água, permitindo que alcancem o lençol freático mais rapidamente. Considerando que os derivados de petróleo (BTEX) são menos densos que a água e apresentam baixa mobilidade, eles flutuarão sobre o lençol freático ao alcançarem o aquífero (Corseuil *et al.*, 2020).

2.1.2.2 Tensão superficial e interfacial

No contato entre um fluido e seu vapor, a tensão estabelecida na interface (σ) é denominada tensão superficial. A tensão interfacial, por sua vez, refere-se às forças atuantes na interface entre dois fluidos imiscíveis ou entre um fluido e um sólido (Corseuil *et al.*, 2020).

A tensão interfacial pode ser definida como a energia necessária para separar uma unidade de área de contato entre dois fluidos não miscíveis ou entre um fluido e um sólido. Ela é determinada por meio da diferença entre a atração de moléculas semelhantes dentro de cada fluido e a atração de moléculas dissimilares através da interface fluida (Bear, 1972; Schlosser, 2017).

Fluidos com alta tensão superficial exercem maior força no espalhamento do líquido em uma superfície sólida, resultando em uma saturação residual mais elevada no meio poroso. Por exemplo, comparando o valor da tensão superficial da água (72,8 dina/cm) e a do benzeno (22,9 dina/cm), observa-se que a água se espalhará mais facilmente em um meio poroso, obtendo maior teor residual no solo do que o benzeno (Corseuil *et al.*, 2020).

A tensão interfacial é um parâmetro que atua na capilaridade e proporciona a retenção de fluidos e meios porosos (Mercer e Cohen, 1990). Devido a essa tensão e ao efeito da capilaridade, o movimento da água/LNAPL pode ser contrário ao da gravidade, como ocorre

em fluxos ascendentes, acima do lençol freático. A ascensão capilar é variável e depende inversamente do diâmetro dos poros do solo (Schlosser, 2017).

De modo geral, tensões interfaciais maiores resultam em uma pressão capilar mais alta, podendo produzir saturações residuais de fluidos maiores no meio poroso. A tensão interfacial é uma propriedade intrínseca dos fluidos, que tende a diminuir com o aumento da temperatura, variando, ainda, em função do tipo de fluido envolvido (Schlosser, 2017). Quanto à magnitude, a tensão interfacial entre líquidos é sempre menor do que a maior tensão superficial dos líquidos puros envolvidos (Corseuil *et al.*, 2020).

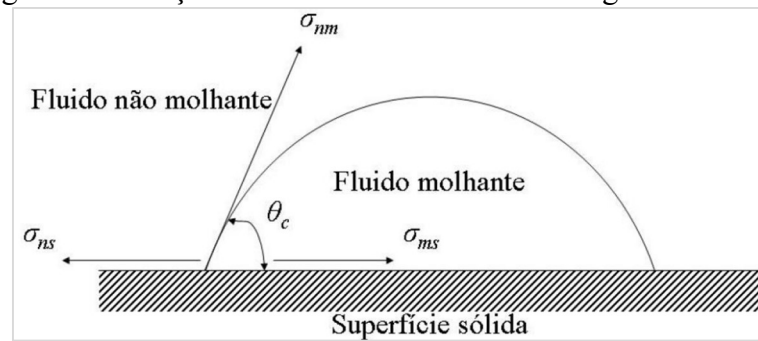
2.1.2.3 Molhabilidade e ângulo de contato

A molhabilidade em sistemas multifásicos refere-se à preferência de um fluido em se espalhar sobre uma superfície sólida em detrimento de outro fluido imiscível. Essa característica está diretamente relacionada com a tensão interfacial entre os fluidos e a superfície sólida, sendo medida por meio de um ângulo de contato (θ_c) que se forma na interface entre os dois fluidos não miscíveis (Schmidt, 2010). Essa propriedade determina a propensão de um fluido em deslocar outro em uma superfície sólida. Assim, enquanto o fluido molhante tende a revestir a superfície dos grãos do meio poroso, preenchendo os poros menores, o fluido não molhante limita-se a ocupar os maiores poros do solo (Huling; Weaver, 1991; Newell *et al.*, 1995).

Em sistemas LNAPL/água, a molhabilidade é influenciada por fatores, como a tensão interfacial, viscosidade do fluido e presença de surfactantes, bem como propriedades e condições ambientais do solo, incluindo a presença de matéria orgânica, temperatura e pressão no meio (Mercer; Cohen, 1990).

O ângulo de contato (θ_c) associado à molhabilidade de um sistema pode variar de 0° a 180° , sendo determinado pelas tensões interfaciais que se estabelecem no sistema. Quando o ângulo de contato é menor que 90° , o líquido de maior densidade tende a molhar preferencialmente a superfície sólida. Por outro lado, se o ângulo ultrapassa 90° , o outro fluido se torna o que irá molhar preferencialmente essa superfície. Dessa forma, sempre que dois fluidos competem por uma superfície sólida, um deles se torna dominante, sendo classificado como fluido molhável, enquanto o outro é considerado um fluido não molhável (Schmidt, 2010). A Figura 2 ilustra a relação entre as tensões interfaciais e o ângulo de contato, sendo σ_{nm} as tensões entre o fluido não molhante e o molhante, σ_{ns} as tensões entre o fluido não molhante e a superfície sólida e σ_{ms} as tensões entre o fluido molhante e a superfície sólida.

Figura 2 – Relação entre tensões interfaciais e ângulo de contato.



Fonte: Schlosser, 2017.

Em aquíferos contaminados por óleos, quando o solo contém teores de água, este fluido, sendo o mais molhante, preenche os poros menores do solo, deixando os poros maiores disponíveis para o escoamento do LNAPL. Conseqüentemente, a água permanece retida nos poros, reduzindo seu escoamento. Em situações em que a água não está presente no meio poroso e, devido à baixa molhabilidade do ar contido no solo, o LNAPL se torna o fluido molhante, propagando-se pela zona vadosa (Schlosser, 2017).

2.1.2.4 Pressão capilar

A capilaridade refere-se à tensão que atua sobre um fluido quando este se infiltra nos espaços capilares de um meio poroso não saturado (Corseuil *et al.*, 2020). Essa característica permite que os fluidos molhantes sejam atraídos e os não molhantes sejam repelidos pelos meios porosos (Bear, 1972; Mercer; Cohen, 1990). Quando a pressão capilar é positiva, ela é definida como a diferença entre a pressão do fluido não molhante e a do fluido molhante. A pressão capilar está associada à tensão interfacial, ângulo de contato e tamanho dos poros (Bear, 1979; Mercer; Cohen, 1990).

A pressão capilar aumenta conforme o raio dos poros e o ângulo de contato diminuem e a tensão interfacial aumenta, influenciando a forma de um derramamento na zona vadosa. As forças capilares podem restringir o movimento do LNAPL em meios saturados de água, fazendo com que as camadas com pequenos raios de poro atuem como barreiras capilares. Para que o LNAPL possa infiltrar em um meio saturado, a pressão do LNAPL deve ser maior que a resistência das forças capilares (Mercer; Cohen, 1990).

2.1.2.5 Constante dielétrica e polaridade dos fluidos

A constante dielétrica (ϵ) é uma propriedade que indica a capacidade de um material de armazenar energia elétrica. É determinada ao inserir um material dielétrico entre duas placas

de um capacitor, sendo definida como a razão entre as capacitâncias medidas com e sem o dielétrico entre as placas (Halliday; Resnik, 1979; Oliveira, 2001).

Quando um material dielétrico é colocado entre as placas de um capacitor, as moléculas polares se alinham com o campo elétrico, gerando um campo induzido que se opõe ao campo original. Esse fenômeno é mais significativo em materiais polares do que em materiais não polares, devido à presença de moléculas polarizadas, que interagem mais eficientemente na presença de um campo elétrico externo. O efeito é menos intenso em materiais apolares, como os hidrocarbonetos, pois suas moléculas não possuem uma separação de cargas permanente (Budhu *et al.*, 1991; Hettiaratchi; Hruday, 1987; Oliveira; 2001).

Ao comparar os principais componentes da gasolina (BTEX), observa-se que a constante dielétrica do benzeno é 2,384 e do xileno é 2,47, enquanto a da água é 80,4, além dos hidrocarbonetos halogenados, como diclorobenzeno ($\epsilon_{DB} = 5,04$) e tetracloreto de carbono ($\epsilon_{TC} = 2,38$). Isso indica que a constante dielétrica dos hidrocarbonetos é muito menor em relação à da água. Ademais, os compostos dos radicais (OH^-) possuem valores intermediários, como etanol ($\epsilon_E = 24,3$) e metanol ($\epsilon_M = 32,63$). Essa sequência de valores sugere que a retenção de líquidos em uma matriz argilosa segue a ordem: água, álcoois, hidrocarbonetos de petróleo e hidrocarbonetos halogenados (Corseuil *et al.*, 2020).

A magnitude da expansão dos sedimentos argilosos está correlacionada à constante dielétrica dos fluidos que os atravessam. Dessa forma, quanto maior o valor dessa constante, maior será a expansão da argila ao adsorver o líquido. No caso da água, suas moléculas, que apresentam uma forte polarização, permitem que a argila adsorva, isto é, retenha os líquidos em sua superfície, uma quantidade superior de água. Esse fenômeno resulta em maior expansão nas argilas quando em contato com a água (Oliveira, 2001).

A constante dielétrica tem menos influência em solos que não são argilosos, em função de suas características físicas e comportamentais. Solos arenosos ou siltosos, por exemplo, são constituídos de partículas maiores e mais espaçadas em comparação às de solos argilosos, possuindo menor área de superfície específica e, assim, menor capacidade de adsorver fluidos (USP, 2016).

2.2 CARACTERIZAÇÃO DO MEIO POROSO

O solo é formado por interações entre o clima e organismos sobre um material de origem, como rochas, que passam por um processo contínuo de transformação ao longo do tempo. Durante seu desenvolvimento, ocorrem diversos processos, como a perda de materiais,

transformações químicas, transporte de substâncias e adições de novos elementos. Esses processos fundamentais para a evolução do solo, resultando em uma estrutura em camadas, ou horizontes, que se diferenciam em cor, granulometria, conteúdo de matéria orgânica e a quantidade de nutrientes presentes (Lima *et al.*, 2007).

O material de origem que se dá origem ao solo pode ser classificado em dois grupos principais: rochas e sedimentos. As rochas possuem determinadas características que influenciam as propriedades do solo, como composição química, mineralogia, cor e textura (Pereira *et al.*, 2019). Rochas classificadas como ácidas são aquelas com mais de 65% de sílica (SiO_2) em sua composição e são ricas em alumínio. Os minerais com alta concentração de sílica, chamados minerais félsicos, possuem cores claras, como o quartzo e o feldspato (Fontes, 2012; Pereira *et al.*, 2019). Esses minerais formam solos de textura arenosa, com cores amareladas e baixa fertilidade natural. Em contraste, as rochas básicas são aquelas que possuem menos de 52% de sílica e contêm maior quantidade de ferro e magnésio. São minerais escuros, como olivina, piroxênios e biotita (minerais máficos), e dão origem a solos mais argilosos, de cor avermelhada e com maior fertilidade natural (Pereira *et al.*, 2019).

Os sedimentos, por sua vez, são formados pelo intemperismo das rochas e são transportados e depositados em diferentes partes da paisagem. Podem ser classificados em dois tipos principais: sedimentos coluviais, que se formam em áreas mais elevadas e são depositados ao longo das encostas, e sedimentos aluviais, que são depositados em áreas de transbordamento de rios (Suguió, 2003). A formação de solo a partir desses sedimentos está diretamente relacionado à textura, composição mineral, cor e fertilidade natural. Existem, ainda, sedimentos de origem orgânica, que possuem altos teores de carbono (superiores ou iguais a 80 g/kg). Esses sedimentos orgânicos podem se acumular em áreas bem drenadas, levando à formação de solos especiais chamados organossolos, ricos em matéria orgânica e com características únicas (Pereira *et al.*, 2019).

2.2.1 Propriedades hidrodinâmicas

2.2.1.1 Condutividade e permeabilidade

O coeficiente de permeabilidade saturado, conhecido como condutividade hidráulica, é a constante que relaciona a velocidade de percolação com o gradiente hidráulico, conforme descrito na Lei de Darcy. Outra característica dos meios granulares é a permeabilidade intrínseca, que corresponde ao fator de proporcionalidade da equação de Nutting, aplicável à materiais que não contêm quantidades significativas de argila ou silte (Corseuil *et al.*, 2020).

A equação proposta por Darcy foi desenvolvida a partir de experimentos com colunas de areia saturadas de água. Essa equação indica que a quantidade de água que flui por unidade de tempo e de área em um meio poroso é proporcional ao gradiente hidráulico (Carvalho, 2002). Assim, a condutividade hidráulica refere-se à capacidade de um meio poroso de permitir a passagem de um fluido através de seus vazios (Nobre, 2004).

Darcy conduziu o experimento utilizando um meio poroso ideal, composto por partículas de diâmetro conhecido e diferentes fluidos. Ele observou que as velocidades de fluxo variavam, sugerindo que a densidade e a viscosidade dos fluidos influenciam no valor da velocidade de fluxo. Ao repetir o experimento com os mesmos fluidos, mas alterando o diâmetro das partículas e mantendo o gradiente hidráulico constante, notou-se que as velocidades também mudavam, indicando que o diâmetro dos grãos influencia nas velocidades (Nobre, 2004).

A condutividade hidráulica de um solo específico não é constante, pois é afetada por diversos fatores, como o tamanho das partículas, o índice de vazios, a composição mineralógica, a estrutura e o grau de saturação. Portanto, partículas menores resultam em poros menores, o que, por sua vez, diminui a condutividade (Nobre, 2004). Em relação à mineralogia, siltes, areias e pedregulhos têm pouco impacto na condutividade, ao contrário dos argilominerais, visto que, uma maior presença de argila resulta em uma condutividade hidráulica reduzida (Lambe; Withman, 1979). A compactação do solo também é um fator relevante, visto que as argilas apresentam uma condutividade hidráulica inferior quando compactadas devido à sua estrutura dispersiva (Daniel; Benson, 1990; Nobre, 2004).

A condutividade hidráulica do LNAPL é inversamente proporcional à viscosidade. Assim, fluidos com viscosidade inferior à da água apresentarão condutividade hidráulica superior a esta sob o mesmo gradiente (Távora, 2010). No entanto, é importante considerar que a condutividade hidráulica do LNAPL também pode ser afetada por outros fatores, como a tensão interfacial entre o fluido e o meio poroso, a molhabilidade do meio e a presença de ar nos poros (Schlosser, 2017).

2.2.1.2 Porosidade

Os poros do solo representam os espaços onde ocorrem interações dinâmicas entre o ar e a solução do solo, sendo formados por cavidades de variados tamanhos e formatos, que são influenciados pela disposição das partículas sólidas (Hillel, 1972; Marques, 2000; Ribeiro *et al.*, 2007).

A porosidade refere-se ao volume não ocupado por sólidos, mas sim por ar e fluidos, afetando o comportamento físico-hídrico do solo, como aeração, condução e retenção de água (Pereira *et al.*, 2013). A distribuição dos tamanhos dos poros pode restringir o fluxo de água do solo (Ribeiro *et al.*, 2007).

Um solo ideal é aquele que apresenta uma proporção de 50% de porosidade total, sendo 1/3 macroporos e 2/3 microporos, além de 50% de volumes sólidos, que se divide em 45% de matéria mineral e 5% de matéria orgânica (Kiehl, 1979; Silva *et al.*, 2012).

A porosidade do solo pode ser classificada em micro e macroporos (Brady, 1979). Os microporos, com diâmetro entre 0,05 e 0,0002 mm, conhecidos como poros capilares, são responsáveis pela retenção de fluidos no solo. Já os macroporos apresentam diâmetros superiores a 0,05 mm, desempenhando um papel fundamental na drenagem e aeração do solo (Klein; Libardi, 2002; Ribeiro *et al.*, 2007).

2.2.1.3 Mineralogia e expansibilidade

A expansibilidade dos solos refere-se à capacidade de um solo alterar seu volume ao entrar em contato com líquidos. Essa característica está relacionada tanto à fatores externos, como condições climáticas, hidrogeologia, vegetação e ações antrópicas, quanto à fatores internos, como a composição mineralógica, granulometria, estrutura do solo, densidade dos grãos secos e teor de umidade (Morais, 2017; USP, S.d.). Um solo é considerado expansivo quando apresenta uma variação volumétrica superior a 1% em decorrência de mudanças na umidade e sucção (Pereira, 2004; Morais, 2017).

As partículas de areia são formadas por fragmentos de rocha que contêm diversos minerais, embora sejam predominantemente compostas por quartzo ou outros silicatos primários. A areia é caracterizada por ser não coesiva, isto é, suas partículas não se mantêm unidas entre si. Devido ao maior tamanho de seus grãos (entre 0,5 e 2 mm), a superfície específica das partículas de areia é relativamente pequena. Desse modo, apresentam baixa capacidade de retenção de líquidos e tendem a ser mais suscetíveis à falta de umidade durante períodos de estiagem (USP, S.d.).

As partículas de silte são consideradas pequenas frações de areia que contêm, predominantemente, quartzo em sua composição. Os espaços vazios entre as partículas de silte são menores e mais numerosas do que os encontrados entre os grãos de areia. Devido a essa característica, o silte é capaz de reter uma quantidade maior de líquidos e apresenta uma drenagem de fluidos menos eficiente se comparada à da areia (USP, S.d.).

As argilas são classificadas como minerais terrosos de granulação muito fina, com dimensões inferiores a 0,002 mm, e são compostas principalmente por silicatos hidratados de alumínio, ferro e magnésio (Santos, 1975; Oliveira, 2001). Devido à sua grande área superficial específica, as argilas têm uma notável capacidade de adsorver água e outras substâncias (USP, S.d.).

Conforme a classificação proposta pelo *Comité Internacional pour l'Étude des Argiles* (CIPEA), os minerais argilosos são divididos em dois grupos: os silicatos cristalinos com reticulado em camadas, ou forma lamelar, conhecidos como filossilicatos, e os silicatos com reticulado de estrutura fibrosa (Santos, 1975; Oliveira, 2001). Os filossilicatos são os materiais argilosos mais comumente encontrados na natureza, e sua classificação é baseada em características estruturais, como a distância entre as camadas, o grau de substituição na camada octaédrica e a expansibilidade resultante da introdução de moléculas polares entre as camadas. Entre os filossilicatos, destacam-se a caulinita, a esmectita (ou montmorilonita), a vermiculita, a mica hidratada (ou hidrômica), a clorita e os argilominerais de camadas mistas ou interstratificadas (Oliveira, 2001).

Os filossilicatos são compostos por lâminas formadas por hidroxilas, átomos de alumínio e de magnésio na forma de octaedros, e átomos de oxigênio e de silício dispostos em tetraedros (Krauskopf, 1972). Dependendo da organização dessas lâminas, os argilominerais são categorizados como bilaminares, que têm camadas com uma lâmina tetraédrica e uma lâmina octaédrica, como a caulinita, ou trilaminares, que consistem em uma lâmina octaédrica entre duas lâminas tetraédricas, como a montmorilonita e as ilitas (Oliveira, 2001). Os minerais bilaminares têm capacidade menor de adsorver íons e água, enquanto os trilaminares, cujas camadas podem ser separadas mais facilmente, apresentam uma capacidade maior de adsorver um maior volume de íons e água. Assim, dentre os materiais argilosos, a montmorilonita é significativamente mais expansiva do que a caulinita (Krauskopf, 1972; Oliveira, 2001).

2.2.1.4 Plasticidade

A plasticidade do solo refere-se à sua capacidade de deformar-se sem fraturar ou apresentar trincas, mantendo o volume constante. Essa característica é diretamente influenciada pela quantidade e tipo de argilominerais presentes no solo. Os limites que definem as transições entre os estados semissólido e plástico e os estados plástico e fluido são conhecidos como Limite de Plasticidade (LP) e Limite de Liquidez (LL) (Corseuil *et al.*, 2020). O Limite de Plasticidade marca a umidade de transição entre os estados semissólido e o plástico, enquanto o Limite de Liquidez indica a umidade de transição entre o estado plástico e o líquido. O Índice

de Plasticidade (IP) é, portanto, a diferença entre o LL e LP, representando a faixa de umidade em que o solo exibe comportamento plástico (Das; Sobhan, 2014; Cerbino, 2018).

O Índice de Plasticidade é fortemente influenciado pelo teor de argila e pela composição mineralógica. Solos com IP elevado contêm uma quantidade significativa de argila, que é altamente retentora de fluidos e apresenta baixa permeabilidade. Em contrapartida, solos com IP baixo, compostos predominantemente por areia ou silte, têm menor capacidade de retenção de líquidos e maior permeabilidade (Corrêa, 1982).

A relação entre a composição mineralógica do solo e a constante dielétrica é crucial para entender a condutividade hidráulica de fluidos apolares, como a gasolina e o diesel. A condutividade hidráulica de um fluido apolar pode ser até quatro ordens de magnitude maior do que a de um fluido polar, como a água (Oliveira, 2001, Amoriam, 2007, Patricio *et al.*, 2020). Solos com alto IP, que são mais argilosos e úmidos, tendem a ter uma constante dielétrica elevada, visto que a presença de água aumenta a constante dielétrica do solo, criando um contraste dielétrico significativo em relação aos LNAPLs, que possuem uma constante dielétrica baixa. Por outro lado, solos com baixo IP, como os arenosos, apresentam uma constante dielétrica mais baixa, especialmente quando secos, resultando em um contraste dielétrico menos acentuado (Patricio *et al.*, 2020).

Essa dinâmica tem implicações diretas na infiltração de fluidos apolares em solos argilosos. A migração de fluidos apolares, como a gasolina, diesel e querosene de aviação, pode ocorrer de forma mais rápida em solos com presença de argilominerais expansivos, considerando sua alta plasticidade. Já os fluidos polares, como a água, interagem eletricamente com os solos argilosos, reduzindo sua velocidade de migração. Assim, ao não considerar a interação entre o fluido e o solo, especialmente a relação entre a constante dielétrica e o índice de plasticidade, a condutividade hidráulica ao óleo pode ser subestimada, resultando em previsões imprecisas sobre a migração dos LNAPLs (Patricio *et al.*, 2020).

2.2.1.5 Curva de retenção de água

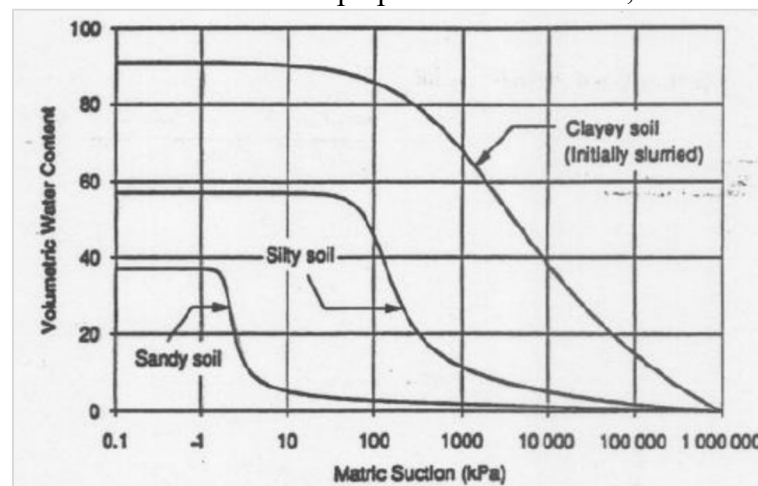
A curva característica, também conhecida como curva de retenção de água, estabelece a relação entre a quantidade de água e a sucção de um solo (Araujo *et al.*, 2017). A retenção de água na matriz do solo é controlada pelas forças capilares e de adsorção, chamadas forças matriciais, que originam o conceito de potencial mátrico da água no solo (Vieira, 2006; Costa, 2019). Essas forças resultam da tensão superficial entre a água e o ar nos poros do solo, gerando tensões compressivas (Pinto, 2013). Assim, a curva de retenção representa a relação entre o potencial matricial e o volume de água presente no solo (Jalbert; Dane, 2001).

Uma curva característica típica inclui o teor de umidade residual e a pressão de entrada de ar, sendo a sucção crítica o ponto em que a água nos maiores poros começa a ser expelida no solo saturado. À medida que a sucção aumenta, os poros menores começam a se esvaziar, até que somente os poros muito pequenos mantenham água (Araujo *et al.*, 2017).

Quando o solo está próximo da saturação, as forças capilares desempenham um papel importante na determinação do potencial mátrico, e a curva passa a depender da estrutura do solo. Conforme a água é drenada, potenciais menores são alcançados e a força matricial deixa de depender dos aspectos geométricos do solo (Reichardt; Timm, 2012; Costa, 2019).

A curva expressa a relação entre o teor de água, em volume ou massa, e o potencial mátrico da água no solo, conforme ilustra a Figura 3. com o aumento da tensão, a umidade do solo tende a diminuir, refletindo a dificuldade de extrair água. Solos com maior proporção de partículas finas, como a argila, retêm mais água do que solos arenosos, que possuem poros maiores e, portanto, menor capacidade de retenção (Nascimento *et al.*, 2010).

Figura 3 – Curvas características tipo para solos arenosos, siltosos e argilosos.



Fonte: Fredlund; Xing, 1993 apud Pinto, 2013.

Por meio de ensaios de laboratório, é possível obter dados para a curva característica da água, que geram funções para modelagem matemática. Diversos modelos matemáticos foram propostos na literatura e os mais comuns são o modelo de Brooks e Corey e o de Van Genuchten (Gitirana Jr.; Fredlund, 2004; Araujo *et al.*, 2017).

Brooks e Corey (1964) apresentaram uma das primeiras equações de ajuste para a curva característica, em que se mantém constante para sucções inferiores ao valor de entrada de ar e assume uma função exponencial decrescente para sucções superiores (Araujo *et al.*, 2017). Van Genuchten (1980) introduziu uma equação contínua que define a curva característica com base no valor de entrada de ar (α), a distribuição dos poros (n) e um parâmetro

de assimetria (m) (Araujo *et al.*, 2017). A equação também considera a umidade volumétrica no estado saturado (θ_s) e residual (θ_r), conforme demonstrado na $\theta = \theta_r + \frac{(\theta_s - \theta_r)}{[1 + (\alpha h)^n]^m}$

(Equação 1).

$$\theta = \theta_r + \frac{(\theta_s - \theta_r)}{[1 + (\alpha h)^n]^m} \quad (\text{Equação 1})$$

Os parâmetros α e n estão correlacionados à textura do solo, influenciando diretamente a maneira como a água é retida e disponibilizada no solo (Martinez *et al.*, 1995; Reckziegel *et al.*, 2007). O parâmetro α tem uma relação inversa com a sucção de entrada de ar do solo, refletindo a capacidade do solo em permitir que a água penetre em seus poros. Um valor elevado de α sugere uma pressão de entrada de ar mais baixa, facilitando a infiltração de água. Esse parâmetro está diretamente associado à textura do solo e pode variar conforme a estrutura porosa. Solos com valores mais altos de α indicam uma pressão de entrada de ar menor, o que implica que a água consegue entrar mais facilmente nos poros do solo. Em termos práticos, α determina o ponto em que a curva de retenção de água se torna mais inclinada, evidenciando que solos com maiores valores de α possibilitam uma infiltração de água mais eficiente (Van Genuchten, 1980; Alavijeh *et al.*, 2010).

O parâmetro n regula o formato da curva de retenção de água no solo, influenciando a transição entre o teor de água residual e o teor de água saturada. Ele afeta a inclinação da curva, determinando a velocidade com que o conteúdo de água do solo diminui à medida que a sucção aumenta. Esse parâmetro está associado à distribuição do tamanho dos poros, sendo que valores maiores de n indicam uma curva mais inclinada, sugerindo maior variabilidade no tamanho dos poros (Van Genuchten, 1980; Alavijeh *et al.*, 2010).

2.3 MODELOS DE DISTRIBUIÇÃO DE LNAPL

Os modelos de distribuição de LNAPL permitem prever a migração e a saturação do LNAPL nas zonas não saturadas e saturadas. Modelos como o Green-Ampt, Burdine, Brooks-Corey, HSSM (*Hydrocarbon Spill Simulation Model*) e LDRM (*LNAPL Distribution and Recovery Model*) ajudam a simular a distribuição do LNAPL em meios porosos, considerando fatores como pressão e permeabilidade relativa. Embora esses modelos sejam importantes para a avaliação de riscos de desenvolvimento de estratégias de remediação, suas suposições de homogeneidade do solo podem limitar a precisão em ambientes naturais complexos (Soto *et al.*, 2019; Santos, 2014).

2.3.1 Green-Ampt

O modelo Green-Ampt, desenvolvido por W. H. Green e G. A. Ampt, baseia-se na teoria da infiltração, que considera a água infiltrando-se no solo como um deslocamento de pistão. Ela descreve a movimentação da água através de um solo não saturado, considerando a pressão capilar e a umidade do solo (Green; Ampt, 1911).

A taxa de infiltração é calculada com base em parâmetros como a condutividade hidráulica quando o solo está saturado, a umidade do solo antes da infiltração e a interação entre a água que está infiltrando e a água já presente no solo. Dessa forma, o modelo permite simular o processo de infiltração sob diferentes condições de umidade e tipo de solo (Green; Ampt, 1911).

O desempenho do modelo depende de propriedades físicas do solo, como a textura e estrutura, além de condições ambientais, como intensidade e duração do evento. Contudo, o modelo assume que o solo é homogêneo e isotrópico, o que pode resultar em previsões imprecisas em solos com alta variabilidade. Ele se mostra mais eficaz em condições em que a infiltração é dominada por eventos intensos, apresentando previsões menos precisas em situações de infiltrações contínuas e menos intensas. Ademais, o modelo pode não capturar adequadamente os efeitos da capilaridade em solos muito secos ou muito úmidos (Green; Ampt, 1911).

O modelo de Green-Ampt pode ser utilizado para calcular a infiltração de LNAPLs no solo devido à sua simplicidade e capacidade de representar o avanço da frente de migração em meios porosos não saturados, visto que considera as tensões interfaciais entre os fluidos e o ar ou os fluidos e a água (Cerqueira *et al.*, 2049; Pokrajac; Deletic, 2006).

2.3.2 Burdine

O modelo proposto por Burdine apresenta uma abordagem teórica para calcular a permeabilidade relativa em sistemas multifásicos, especialmente em contextos de fluxo de água e LNAPL em solos. Nessa perspectiva, o modelo descreve como a permeabilidade relativa de um fluido varia com a saturação do líquido no meio poroso, fornecendo uma relação matemática que expressa essa permeabilidade em função da saturação. Desse modo, assume-se que a permeabilidade relativa de um líquido pode ser expressa em termos de saturação do líquido no solo, considerando a distribuição do tamanho dos poros (Burdine, 1953).

O desempenho do modelo é dependente das características físicas do solo, como textura, estrutura e distribuição de tamanho dos poros, sendo influenciado pela homogeneidade do solo e pela presença de outros fluidos. Fatores como a pressão capilar e a umidade do solo também afetam a aplicação do modelo (Burdine, 1953).

Assim como o modelo anterior, o modelo de Burdine assume que o solo é homogêneo e isotrópico, levando a imprecisões em solos de alta variabilidade, além de poder não capturar adequadamente os efeitos da capilaridade em solos muito secos ou saturados. O modelo também pode não ser aplicável em todos os tipos de solo ou condições de heterogeneidade extrema (Burdine, 1953).

2.3.3 Brooks-Corey

O modelo foi introduzido por R. H. Brooks e A. T. Corey e é uma abordagem para descrever a dinâmica de fluidos em meios porosos, especialmente em relação à movimentação de LNAPL. Essa abordagem estabelece uma relação entre a saturação de um líquido e a pressão capilar no solo, utilizando uma curva característica que associa a saturação do fluido à pressão necessária para que o líquido se desloque através do meio poroso. Também considera a permeabilidade relativa dos fluidos, que varia com a saturação (Brooks; Corey, 1964).

A eficácia do modelo é fortemente influenciada pelas características físicas do solo, como textura e estrutura. Dessa forma, solos com diferentes distribuições de tamanhos de poros podem apresentar respostas distintas quando submetidos a esse modelo. Fatores como a intensidade e duração do evento também interferem na infiltração e movimentação do LNAPL (Brooks; Corey, 1964).

No entanto, o modelo assume a homogeneidade do solo, sendo inviável em solos com alta variabilidade, além de não ser aplicável em todos os tipos de solos, principalmente os altamente heterogêneos. Outra limitação é a dificuldade em capturar os efeitos da capilaridade em solos saturados ou muito secos (Brooks; Corey, 1964).

2.3.4 HSSM

O modelo HSSM (*Hydrocarbon Spill Simulation Model*) é uma ferramenta desenvolvida pela EPA (Agência de Proteção Ambiental dos EUA), a fim de simular a liberação e o comportamento do LNAPL no solo. Ele foi projetado para capturar, de forma aproximada, os fatores e processos que influenciam a presença e o comportamento de contaminantes em ambientes subterrâneos (Charbeneau *et al.*, 1995).

O HSSM conceptualiza a liberação do LNAPL em três etapas, sendo elas o transporte vertical da proximidade da superfície do solo até o lençol freático; a dispersão radial de uma lente de LNAPL através da franja capilar e a dissolução dos compostos do LNAPL na água subterrânea; e transporte junto com o fluxo da água subterrânea até o ponto de exposição potencial (Souza *et al.*, 2009).

Para simular a infiltração do LNAPL através da zona não saturada, o HSSM combina o modelo de Green-Ampt para a infiltração com a teoria da onda cinemática para simular a redistribuição do contaminante durante a drenagem por gravidade. O modelo também inclui considerações adicionais para descrever o comportamento multifásico da infiltração de líquidos orgânicos em solos não saturados, utilizando o modelo de Brooks-Corey para relacionar a saturação com a pressão capilar, além do modelo de Burdine para estimar as permeabilidades relativas (Souza *et al.*, 2009).

Apesar de ser um modelo conceitual e simplificado, o HSSM considera as propriedades do solo, como porosidade e permeabilidade, que influenciam a movimentação do LNAPL. Entretanto, o HSSM apresenta algumas limitações. O modelo faz simplificações, como considerar o transporte unidimensional vertical na zona não saturada, um solo homogêneo e um perfil constante e uniforme de conteúdo de água e ar residual. Ademais, o modelo depende de dados precisos sobre as propriedades do solo e do LNAPL, podendo não ser aplicável a todos os tipos de solo ou condições ambientais, especialmente em cenários de alta heterogeneidade ou na presença de múltiplas fases de fluidos (Souza *et al.*, 2009; Charbeneau *et al.*, 1995).

2.3.5 LDRM

O modelo *LNAPL Distribution and Recovery Model* (LDRM), desenvolvido por Charbeneau, utiliza princípios fundamentais para prever o comportamento do LNAPL no subsolo, considerando a curva de pressão capilar, as propriedades do solo e permitindo a simulação de diferentes cenários de contaminação e recuperação (API, 2007a).

A curva de pressão capilar é crucial para o funcionamento do LDRM, pois descreve a relação entre a saturação do LNAPL e a pressão capilar do solo. Essa curva permite estimar a saturação inicial do LNAPL em uma seção vertical do solo, sendo essencial para prever sua migração e recuperação (API, 2007a, 2007b).

O modelo também considera propriedades do solo, como a permeabilidade relativa do LNAPL, que afeta sua mobilidade, e a distribuição do tamanho dos poros, que pode ser unimodal ou multimodal. O LDRM permite simular diferentes cenários de liberação de LNAPL, considerando variáveis como a quantidade de líquido liberado, o tipo de solo e as

condições ambientais e avalia a eficácia de técnicas de remediação, como a extração de vapores e a recuperação de produto livre. Sua integração com outros modelos complementares, como o de Green-Ampt e o de Brooks-Corey, fornece uma visão abrangente do comportamento do LNAPL em meios porosos (API, 2007a, 2007b).

O LDRM simplifica algumas complexidades do comportamento do LNAPL e depende de dados precisos sobre as propriedades do solo e do LNAPL. Ademais, o modelo pode não ser aplicável em todos os tipos de solo ou condições ambientais, especialmente em situações de heterogeneidade extrema ou presença de múltiplas fases de fluidos (API, 2007a, 2007b).

2.3.6 TLS

O TLS (Transporte de LNAPL no Solo) é um dos três simuladores que compõem uma SUITE Integrada de Simuladores Matemáticos desenvolvida pelo REMA/UFSC em parceria com o CENPES/Petrobras (UFSC, 2024). Esta SUITE foi criada com o objetivo de auxiliar na definição de ações no gerenciamento de áreas contaminadas, focando especialmente no encerramento de passivos da indústria do petróleo, gás e biocombustíveis.

Esse simulador é projetado para prever tanto a migração vertical quanto o espalhamento lateral do contaminante, levando em consideração diversas fontes de contaminação, como tanques aéreos, subterrâneos ou acúmulos superficiais. Uma das características mais importantes do TLS é sua capacidade de calcular com precisão o tempo necessário para que o LNAPL atinja o lençol freático, um parâmetro crucial para o planejamento eficaz de medidas de remediação.

O TLS realiza cálculos detalhados do volume de LNAPL em diferentes profundidades, bem como do volume acumulado ao longo do perfil do solo. O simulador também apresenta perfis de saturação de LNAPL e água, facilitando a visualização da dispersão dos fluidos no meio poroso. Outra funcionalidade do TLS é a inclusão de barreiras naturais, como rochas ou solos impermeáveis, que aprimoram a precisão das previsões sobre a migração do LNAPL. O TLS fornece estimativas de tempo de resposta e permite a previsão de cenários de contaminação, o que é fundamental para a definição de estratégias preventivas e corretivas.

Diferentemente dos modelos existentes de distribuição de contaminantes no solo, o simulador incorpora as interações elétricas entre os fluidos contaminantes e os solos argilosos. O modelo considera a relação entre a constante dielétrica dos fluidos e o índice de plasticidade dos solos, permitindo uma análise mais precisa das variações no comportamento dos fluidos diante das propriedades físicas do solo. O TLS utiliza, ainda, os parâmetros de Van Genuchten

Quadro 1 – Conjunto de Normas Técnicas NBR 17505.

Norma	Descrição	Atualização
NBR 7505-1	Armazenagem de líquidos inflamáveis e combustíveis – Parte 1: Armazenagem em tanques estacionários	Cancelada
NBR 17505-1	Armazenamento de líquidos inflamáveis e combustíveis – Parte 1: Disposições gerais	2013
NBR 17505-2	Armazenamento de líquidos inflamáveis e combustíveis – Parte 2: Armazenamento em tanques, vasos e recipientes portáteis	2022
NBR 17505-3	Armazenamento de líquidos inflamáveis e combustíveis – Parte 3: Sistemas de tubulações	2013
NBR 17505-4	Armazenamento de líquidos inflamáveis e combustíveis – Parte 4: Armazenamento em recipientes, contentor intermediário para granel (IBC) e tanques portáteis	2024
NBR 17505-5	Armazenamento de líquidos inflamáveis e combustíveis – Parte 5: Operações	2015
NBR 17505-6	Armazenamento de líquidos inflamáveis e combustíveis – Parte 6: Requisitos para instalações e equipamentos elétricos	2013
NBR 17505-7	Armazenamento de líquidos inflamáveis e combustíveis – Parte 7: Proteção contra incêndio para instalações com armazenamento em tanques estacionários	2024

Fonte: Adaptado de Amorim Júnior (2007); ABNT, 2020.

O conjunto de normas ABNT NBR 17505 tem como objetivo geral fixar os requisitos exigíveis para os projetos de instalações de armazenamento, manuseio e uso de líquidos inflamáveis e combustíveis contidos em tanques estacionários ou recipientes (ABNT, 2020). Dentre esse conjunto de normas, a NBR 17505-2 apresenta os critérios construtivos dos diques e bacias de contenção para o controle de derramamentos de tanque de superfície. Esta norma estabelece as condições exigíveis para projetos de instalações de armazenagem de líquidos combustíveis e inflamáveis em tanques fixos com capacidade superior a 230 L, tanques subterrâneos, tanques portáteis com capacidade superior a 2.500 L e em tanques contentores intermediários para granel com capacidade superior a 3.000 L (ABNT, 2022).

Conforme o item 5.9.2 da NBR 17505-2:2022, as bacias de contenção com diques de topo aberto, onde estão localizados os tanques de armazenamento de líquidos combustíveis ou

inflamáveis, devem ter uma declividade mínima de 1% no piso da bacia para direcionar o fluido para o canal de drenagem. A capacidade volumétrica das bacias que abrigam tanques verticais deve ser igual ou maior ao volume do maior tanque cheio. Para bacias que contenham tanques horizontais, a capacidade deve ser, no mínimo, equivalente ao volume de todos os tanques horizontais presentes. A altura máxima permitida para os diques é de três metros, medida a partir da parte interna da bacia. As paredes dos diques devem ser projetadas para serem estanques e podem ser construídas com materiais como terra, aço, concreto ou alvenaria sólida (ABNT, 2022). Quanto à impermeabilização das bacias de contenção, o item 5.9.2.14 da NBR 17505-2:2022 estabelece que

A bacia de contenção, para qualquer classe de produto, deve ser projetada e construída de forma que o fundo, as paredes internas e a seção plana do dique atendam aos requisitos de permeabilidade estabelecidos pelos órgãos ambientais. Na ausência de parâmetro para o coeficiente de permeabilidade máximo, deve ser adotado 10^{-6} cm/s, referenciado à água a 20 °C (ABNT, 2022).

As Normas Técnicas para impermeabilização de bacias de contenção têm evoluído, mas ainda apresentam limitações ao relacionar a permeabilidade do piso e dos diques de contenção com a permeabilidade à água, assim como na NBR 7505-1. Isso ignora a movimentação através dos materiais de impermeabilização. Na utilização de solo para impermeabilização de bacias de contenção, é possível atingir um coeficiente de permeabilidade da ordem de 10^{-6} cm/s, referenciado à água, ao aplicar uma camada de material argilosos compactado (Corseuil *et al.*, 2020). No entanto, diversos pesquisadores como Brown e Thomas (1984), Li *et al.* (1996), Oliveira (2001), Melegari *et al.* (2004) e Amorim Júnior (2007) observaram que solos argilosos, quando expostos à infiltração de líquidos orgânicos, exibem coeficientes de permeabilidade maiores do que os obtidos em ensaios realizados com água (Corseuil *et al.*, 2020).

Em diversas aplicações, a literatura aponta que, mesmo com o cumprimento rigoroso das Normas Técnicas, as bacias de contenção muitas vezes não proporcionam proteção eficaz ao solo e às águas subterrâneas. McCaulou e Huling (1999) sugerem o uso de barreiras de argila expansiva, como a bentonita, para lidar com DNAPLs (*Dense Non-Aqueous Phase Liquid*) (Corseuil *et al.*, 2020; Oliveira, 2001).

2.4.2 Âmbito internacional

Uma das principais regulamentações sobre a impermeabilização de bacias de contenção nos Estados Unidos é o Registro Federal 40 CFR 112, estabelecido pela Agência de Proteção Ambiental Americana (U. S. EPA, 2019), sob o título “*Oil Pollution Prevention*”. O parágrafo 112.7(c) desta regulamentação determina que as bacias de contenção, diques e bermas devem ser “suficientemente impermeáveis” para evitar que os produtos armazenados nos tanques se derramem, embora não especifique um coeficiente de permeabilidade máximo (U. S. EPA, 2019).

Além do Registro Federal, a U. S. EPA fornece orientações por meio do manual *Spill Prevention Control and Countermeasure Guidance for Regional Inspector* (SPCC), que aborda os procedimentos de controle e prevenção da poluição por derramamentos de óleo em áreas de armazenamento de combustíveis (U. S. EPA, 2013). Este documento orienta que todo o sistema de contenção secundária, incluindo as paredes e piso, deve ser projetado para conter os derramamentos antes que a limpeza do local do derramamento ocorra. No entanto, as diretrizes da U. S. EPA (2013) não definem critérios específicos para condutividade hidráulica ou tempo de retenção do produto derramado. Consequentemente, o projeto do sistema de contenção deve considerar a capacidade de conter derramamentos com os sistemas de contingência, considerando as características específicas do local, como as propriedades do solo e do produto armazenado (U. S. EPA, 2013).

No Canadá, a *Directive 055: Storage Requirements for the Upstream Petroleum Industry*, publicada pela *Alberta Energy Regulator* (AER), é uma das regulamentações que aborda a impermeabilização de bacias de contenção e o armazenamento de substâncias perigosas. Esta diretiva estabelece requisitos específicos para sistemas de contenção primária e secundária. Para a contenção primária, é exigido o uso de um revestimento sintético com condutividade hidráulica máxima de 10^{-7} cm/s ou um revestimento natural de argila compactada com igual condutividade *in situ*. Para a contenção secundária, o revestimento sintético deve ter uma condutividade hidráulica máxima de 10^{-6} cm/s ou um revestimento natural de argila compactada com igual condutividade *in situ*. A espessura mínima para ambos os tipos de revestimentos deve ser 0,6 metros (AER, 2024).

3 METODOLOGIA


3.1 SIMULADOR TLS

As simulações deste trabalho foram conduzidas utilizando o simulador TLS, que permite uma análise detalhada do comportamento dos combustíveis no solo. O simulador considera, de forma integrada, a influência e a relação entre a constante dielétrica dos fluidos e a plasticidade dos solos, proporcionando maior precisão nos resultados obtidos.

3.2 COMPILAÇÃO E ANÁLISE DE DADOS DE ENTRADA

O simulador TLS dispõe de campos específicos para a caracterização tanto do contaminante quanto do meio poroso, permitindo a inclusão de até cinco camadas de solo. Na caracterização do fluido, os parâmetros contemplam a densidade, viscosidade dinâmica, constante dielétrica e tensões interfaciais LNAPL-água e ar-LNAPL. Já na caracterização do solo, os parâmetros incluem a condutividade hidráulica, índice de plasticidade, porosidade, saturação residual da água e os parâmetros α e n de Van Genuchten. As Figura 5 e Figura 6 apresentam os parâmetros a serem inseridos no TLS.

Figura 5 – Caracterização do contaminante.

Caracterização do contaminante	
LNAPL	Óleo Mineral Isolante 
Densidade do Fluido (ρ_o) [g/cm ³]	0,8847
Viscosidade dinâmica (η_o) [cp]	8,40465
Tensão interfacial LNAPL-água (σ_{ow}) [dyne/cm]	47
Tensão interfacial ar-LNAPL (σ_{oa}) [dyne/cm]	27
Constante Dielétrica (ϵ) [-]	2,2

Fonte: UFSC, 2024.

Figura 6 – Caracterização do meio poroso.

Caracterização do meio poroso

C1* C2 C3 C4 C5

Solo: Areia

Condutividade Hidraulica (K_{sw}) [m/s]

Índice de Plasticidade (IP) [%]

Porosidade (Φ) [-] 0,46

Saturação residual da água (S_w) [-] 0,13

Parâmetro de Van Genuchten (n) [-] 2,474

Parâmetro de Van Genuchten (α) [1/m] 3,8

Fonte: UFSC, 2024.

3.2.1 Combustíveis

Neste trabalho, as simulações foram realizadas utilizando quatro combustíveis derivados de petróleo amplamente conhecidos e relevantes para o contexto brasileiro: gasolina, óleo diesel, nafta e querosene de aviação (QAV).

A gasolina é um dos combustíveis mais consumidos no Brasil, sendo fundamental para o transporte individual e coletivo (Petrobras, 2024b). O óleo diesel, por sua vez, é fundamental para o transporte rodoviário e para diversas atividades industriais (Petrobras, 2024c). O querosene de aviação é indispensável para a aviação comercial e de cargas (Petrobras, 2024d), enquanto a nafta serve como uma importante matéria-prima na indústria petroquímica, sendo utilizada na produção de plásticos e outros produtos químicos (Refinaria Riograndense, 2009). A escolha desses fluidos permitirá uma análise das propriedades e comportamentos dos derivados de petróleo mais utilizados no Brasil (ANP, 2024a).

A Tabela 1 apresenta os valores dos parâmetros dos quatro fluidos que foram utilizados nas simulações. Os valores de densidade e viscosidade dinâmica foram considerados a 20 °C, uma temperatura padrão frequentemente utilizada para medições de densidade e viscosidade em processos industriais, conforme estabelece a norma ASTM D2162-21 (2021).

Os dados de densidade foram obtidos a partir da Ficha de Informações de Segurança de Produtos Químicos (FISPQ) de cada fluido. Como a FISPQ apresenta apenas uma faixa de valores para a densidade, o valor exato foi extraído do banco de dados do TLS. Já os valores de viscosidade dinâmica, também provenientes do banco de dados do simulador, foram calculados a partir da densidade e viscosidade cinemática do fluido, que estão disponíveis no mesmo banco de dados. Os demais dados foram coletados da literatura.

Tabela 1 – Dados para a caracterização dos contaminantes.

Produto	Densidade	Viscosidade	Tensão	Tensão	Constante dielétrica
	$[\rho_0]$	dinâmica	Interfacial	Interfacial	
	$[\rho_0]$	$[\eta_0]$	LNAPL-Água	Ar-LNAPL	
	$[\rho_0]$	$[\eta_0]$	$[\sigma_{ow}]$	$[\sigma_{ao}]$	$[\epsilon]$
	g/cm^3	cP	dyne/cm	dyne/cm	-
Gasolina	0,740 ⁽⁶⁾⁽¹¹⁾	0,41 ⁽⁶⁾	50,0 ⁽⁹⁾	20,0 ⁽⁹⁾	2,07 ⁽¹⁰⁾
Óleo Diesel	0,834 ⁽⁷⁾⁽¹¹⁾	3,75 ⁽¹¹⁾	50,0 ⁽⁹⁾	25,0 ⁽⁹⁾	2,13 ⁽⁸⁾
Nafta	0,705 ⁽⁵⁾⁽¹¹⁾	0,53 ⁽¹¹⁾	45,0 ⁽⁹⁾	20,0 ⁽⁹⁾	1,80 ⁽⁴⁾
QAV	0,805 ⁽²⁾	2,03 ⁽²⁾	33,6 ⁽³⁾	26,9 ⁽³⁾	2,50 ⁽¹⁾

Fonte: ⁽¹⁾Amorim Júnior (2007); ⁽²⁾API (2004); ⁽³⁾API (2006); ⁽⁴⁾BinMaster (S.d.); ⁽⁵⁾FISPQ (2014); ⁽⁶⁾FISPQ (2019); ⁽⁷⁾FISPQ (2021); ⁽⁸⁾Machado (2008); ⁽⁹⁾Mercer e Cohen (1990); ⁽¹⁰⁾Oliveira (2001); ⁽¹¹⁾UFSC, 2024.

3.2.2 Meios porosos

Neste trabalho, foram realizadas simulações com diferentes tipos de solo comuns no Brasil, a fim de representar a diversidade de características físicas e químicas do meio poroso. Os solos selecionados incluem areia, areia-franca, franco, franco-argiloso, argilo-siltoso, argilo-arenoso e o solo argiloso, que será discretizado em caulinita e montmorilonita, a fim de representar os solos argilosos menos e mais expansivos, respectivamente. A escolha desses solos se deve às suas distintas propriedades e à disponibilidade de dados na literatura necessários para a simulação no TLS.

Para a inserção dos dados no simulador TLS, são necessários parâmetros como porosidade, saturação residual de água, condutividade hidráulica, índice de plasticidade e os parâmetros α e n de Van Genuchten. No modelo, os dados de porosidade, parâmetros α e n de Van Genuchten para solos tropicais e saturação residual de água são considerados valores fixos do meio poroso, estando apresentados na Tabela 2. Cabe ressaltar que a argila presente nos solos utilizados nas simulações é composta majoritariamente por caulinita, apresentando apenas pequenas frações de montmorilonita em sua composição.

Ademais, a porosidade considerada para o solo areia nas simulações, de 0,46, é relativamente alta se comparada com os valores médios comumente associados a esse tipo de solo. No entanto, tal valor foi adotado com base em dados encontrados na literatura, indicando que solos arenosos com essa característica podem ocorrer em determinadas condições.

Tabela 2 – Dados para a caracterização do meio poroso.

Solo	Porosidade total [Φ]	Parâmetro n	Parâmetro α	Saturação residual de água* [S_{wr}]
		de Van Genuchten	de Van Genuchten	
	-	-	1/m	-
Areia	0,46 ⁽⁶⁾	2,474 ⁽²⁾	3,8 ⁽²⁾	0,13 ⁽⁵⁾
Areia-franca	0,51 ⁽⁶⁾	1,672 ⁽²⁾	8,37 ⁽²⁾	0,24 ⁽⁵⁾
Franco-arenosa	0,52 ⁽⁶⁾	1,553 ⁽²⁾	3,96 ⁽²⁾	0,21 ⁽⁵⁾
Franca	0,58 ⁽⁶⁾	1,461 ⁽²⁾	2,46 ⁽²⁾	0,35 ⁽⁵⁾
Franco-argilosa	0,52 ⁽⁶⁾	1,437 ⁽²⁾	3,92 ⁽²⁾	0,55 ⁽⁵⁾
Argilo-siltosa	0,61 ⁽⁶⁾	1,466 ⁽²⁾	2,58 ⁽²⁾	0,84 ⁽⁵⁾
Argilo-arenosa	0,48 ⁽⁶⁾	1,396 ⁽²⁾	5,09 ⁽²⁾	0,66 ⁽⁵⁾
Argila (Caulinita)	0,48 ⁽⁴⁾	2,82 ⁽³⁾	2,41 ⁽³⁾	0,85 ⁽⁷⁾
Argila (Montmorilonita)	0,65 ⁽¹⁾	2,81 ⁽³⁾	0,746 ⁽³⁾	0,88 ⁽⁷⁾

*Saturação residual de água refere-se à quantidade de água que permanece retida em um meio poroso após a drenagem gravitacional.

Fonte: ⁽¹⁾Grim, 1962; ⁽²⁾Hodnett; Tomasella, 2002; ⁽³⁾Leong; Rahardjo 1997; ⁽⁴⁾Oliveira, 2001; ⁽⁵⁾Parker *et al.*, 1995; ⁽⁶⁾Sara, 2003; ⁽⁷⁾Valores adotados.

Outros parâmetros, como condutividade hidráulica à água na zona não saturada e índice de plasticidade, são considerados ajustáveis no simulador TLS e são apresentados na Tabela 3. Esses parâmetros variam de acordo com as características específicas de cada classificação de solo.

Tabela 3 – Dados variáveis para a caracterização do meio poroso.

Solo	Condutividade Hidráulica [K_{sw}]	Índice de Plasticidade [IP]
	m/s	%
Areia	2,94E-03 ⁽²⁾	-
Areia-franca	4,06E-05 ⁽⁸⁾	-
Franco-arenosa	1,23E-04 ⁽⁸⁾	-
Franca	2,89E-06 ⁽⁸⁾	12,53 ⁽⁹⁾

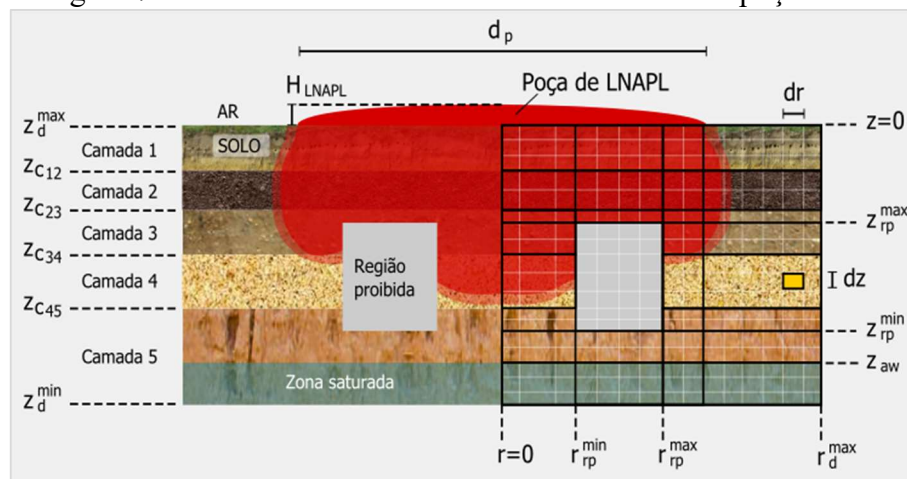
Solo	Condutividade Hidráulica [K_{sw}]	Índice de Plasticidade [IP]
	m/s	%
Franco-argilosa	7,06E-07 ⁽⁸⁾	7,20 ⁽⁴⁾
Argilo-siltosa	5,64E-08 ⁽⁸⁾	16,00 ⁽¹⁾
Argilo-arenosa	9,5E-05 ⁽⁵⁾	15,00 ⁽¹⁾
Argila (Caulinita)	7,42E-07 ⁽⁷⁾	19,40 ⁽³⁾
Argila (Montmorilonita)	9,00E-09 ⁽⁵⁾	29,80 ⁽⁶⁾

Fonte: ⁽¹⁾Alkiki *et al.*, 2021; ⁽²⁾Bear, 1979; ⁽³⁾Campos *et al.*, 1999; ⁽⁴⁾Luciano *et al.*, 2012; ⁽⁵⁾Michell; Soga, 2005; ⁽⁶⁾Morais, 2017; ⁽⁷⁾Oliveira, 2001; ⁽⁸⁾Parker *et al.*, 1995; ⁽⁹⁾Ribeiro; Souza, 2018.

3.2.3 Modelo conceitual

Para realizar a simulação no TLS, além da caracterização dos contaminantes e do meio poroso, é necessário inserir dados da fonte, isto é, do local onde está ocorrendo o derramamento, além de configurações do software para a simulação. Dentre os modelos conceituais disponíveis no software – tanque na superfície do solo, tanque subterrâneo e empoçamento – optou-se, neste trabalho, pelo modelo de empoçamento, a fim de representar um vazamento na totalidade do dique de contenção. A ilustração do modelo conceitual pode ser vista na Figura 7.

Figura 7 – Modelo conceitual do simulador TLS – Empoçamento.



Fonte: UFSC, 2024.

Para caracterizar a fonte de contaminação no modelo de empoçamento, é necessário inserir dados sobre a altura e diâmetro do empoçamento, que correspondem às dimensões da bacia de contenção em questão. O valor adotado para a altura do empoçamento corresponde à altura máxima dos diques de contenção permitida segundo a NBR 17505-2:2022 (ABNT,

2022). Já o valor utilizado para o diâmetro do empoçamento foi obtido a partir de dados de bacias de contenção fornecidos pelo núcleo de pesquisas REMA/UFSC. Além de tais dimensões, é requerida a profundidade do lençol freático. A Tabela 4 apresenta os dados da fonte utilizados na simulação.

Tabela 4 – Dados da fonte de contaminação.

Parâmetro	Valor
Altura do empoçamento de LNAPL [H_{LNAPL}] (m)	3,0
Diâmetro do empoçamento de LNAPL [d_p] (m)	83,0
Profundidade do lençol freático [z_{aw}] (m)	-9,0

Fonte: Dados disponibilizados pelo REMA/UFSC.

Para a realização da simulação, é necessário, ainda, inserir dados relacionados à configuração do simulador. Esses dados incluem parâmetros temporais, como a duração da simulação, além das dimensões das células da grade, que influenciam o nível de detalhamento dos resultados finais. Os valores adotados para a configuração da simulação, assim como o diâmetro do empoçamento, foram obtidos a partir de dados fornecidos pelo núcleo de pesquisas REMA/UFSC. O tempo final considerado para as simulações foi inicialmente definido em 100 horas, sendo ajustado conforme necessário, caso a simulação exigisse um período maior para alcançar o lençol freático. As informações sobre a configuração da simulação estão apresentadas na Tabela 5.

Tabela 5 – Inserção de dados para configuração da simulação.

	Parâmetro	Valor
Parâmetros temporais	Tempo máximo de passo [$\Delta t_{m\acute{a}x}$] (s)	900
	Tempo mínimo entre frames [$\Delta t_{Fm\acute{i}n}$] (s)	1800
	Tempo final [t_f] (h)	100
Dimensões do domínio de simulação	Raio máximo [$r_d^{m\acute{a}x}$] (m)	150
	Elevação mínima [$z_d^{m\acute{i}n}$] (m)	-10
Dimensões da célula do grid	dr (m)	5
	dz (m)	0,5
Configurações avançadas	Tolerância nominal [tol_n] (m)	0,001
	Tolerância excepcional [tol_e] (m)	0,5

Fonte: Dados disponibilizados pelo REMA/UFSC.

3.3 INFLUÊNCIA DOS PARÂMETROS DOS SOLOS NA VELOCIDADE DE MIGRAÇÃO DOS COMBUSTÍVEIS

Para analisar os parâmetros que influenciam na migração dos combustíveis no solo, foram realizadas simulações utilizando diferentes solos com variações do Índice de Plasticidade e da condutividade hidráulica dos solos. As simulações focaram no comportamento de um mesmo tipo de solo em diferentes condições de plasticidade e condutividade hidráulica, permitindo uma análise da influência das propriedades no transporte de contaminantes.

Para isso, foram selecionados os solos franco-argiloso, argilo-siltoso e as argilas caulinita e montmorilonita. A Tabela 6 apresenta os valores específicos da condutividade hidráulica à água na zona não saturada adotados para cada solo nas simulações e a Tabela 7 apresenta os valores de Índice de Plasticidade.

Tabela 6 – Valores de Condutividade Hidráulica à água na zona não saturada.

Solo	Condutividade Hidráulica [K_{sw}]
	m/s
Franco-argilosa	1,39E-06 ⁽⁶⁾
	7,06E-07 ⁽⁹⁾
	2,53E-07 ⁽⁷⁾
Argilo-siltosa	1,85E-06 ⁽³⁾
	5,64E-08 ⁽⁹⁾
	5,00E-09 ⁽¹¹⁾
Argila (Caulinita)	1,30E-05 ⁽¹⁾
	7,42E-07 ⁽⁸⁾
	3,61E-09 ⁽¹⁰⁾
Argila (Montmorilonita)	2,90E-07 ⁽⁴⁾
	9,00E-09 ⁽⁵⁾
	5,30E-10 ^{(2)*}

*Foi utilizada a ordem de grandeza mínima permitida no simulador TLS.

Fonte: ⁽¹⁾Basso; Kiang, 2017; ⁽²⁾Kohno *et al.*, 2018; ⁽³⁾Lu *et al.*, 2017; ⁽⁴⁾Magalhães; Soares, 2021; ⁽⁵⁾Michell; Soga, 2005; ⁽⁶⁾O'Green, 2013; ⁽⁷⁾Ochsner, 2017; ⁽⁸⁾Oliveira, 2001; ⁽⁹⁾Parker *et al.*, 1995; ⁽¹⁰⁾Rodrigues, 2010;

⁽¹¹⁾Structx, 2024.

Tabela 7 – Valores de Índices de Plasticidade.

Solo	Índice de Plasticidade [IP]
	%
Franco-argilosa	5,2 ⁽⁷⁾
	7,2 ⁽⁷⁾
	15,0 ⁽⁶⁾
Argilo-siltosa	4,9 ⁽²⁾
	16,0 ⁽¹⁾
	40,0 ⁽⁴⁾
Argila (Caulinita)	14,5 ⁽³⁾
	19,4 ⁽³⁾
	47,7 ⁽³⁾
Argila (Montmorilonita)	24,0 ⁽⁸⁾
	29,8 ⁽⁸⁾
	215,0 ⁽⁵⁾

Fonte: ⁽¹⁾Alkiki *et al.*, 2021; ⁽²⁾Bittencourt, S.d.; ⁽³⁾Campos *et al.*, 1999; ⁽⁴⁾Campos, 2006; ⁽⁵⁾Cunha, 2012; ⁽⁶⁾FAO, S.d.; ⁽⁷⁾Luciano *et al.*, 2012; ⁽⁸⁾Morais, 2017.

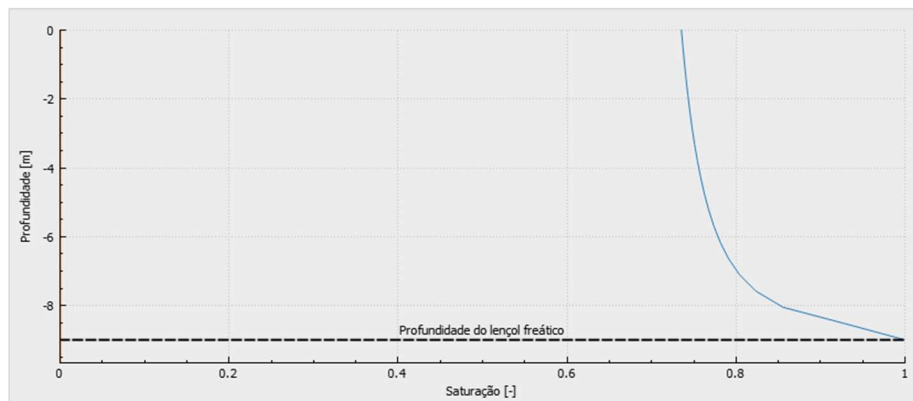
3.4 VARIAÇÃO DA VELOCIDADE DE MIGRAÇÃO DOS COMBUSTÍVEIS EM FUNÇÃO DAS CLASSIFICAÇÕES DO SOLO

Foram realizadas simulações utilizando todos os dados de entrada referentes aos combustíveis e aos meios porosos, conforme apresentados nos itens 3.2.1 e 3.2.2. As simulações envolveram a variação dos tipos de combustíveis em todos os tipos de solo descritos, permitindo uma análise abrangente das interações entre os combustíveis e as características de diferentes meios porosos.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Para determinar a velocidade de migração de cada combustível em cada solo, foi considerado o tempo necessário para que o contaminante atinja a altura máxima de ascensão capilar do meio poroso. Essa profundidade corresponde a uma zona onde a saturação de água no solo é de, no mínimo, 85%. A Figura 8 ilustra um exemplo da distribuição da saturação de água no solo argilo-arenoso antes do derramamento dos combustíveis.

Figura 8 – Gráfico da saturação de água no solo argilo-arenoso antes do derramamento de combustíveis.



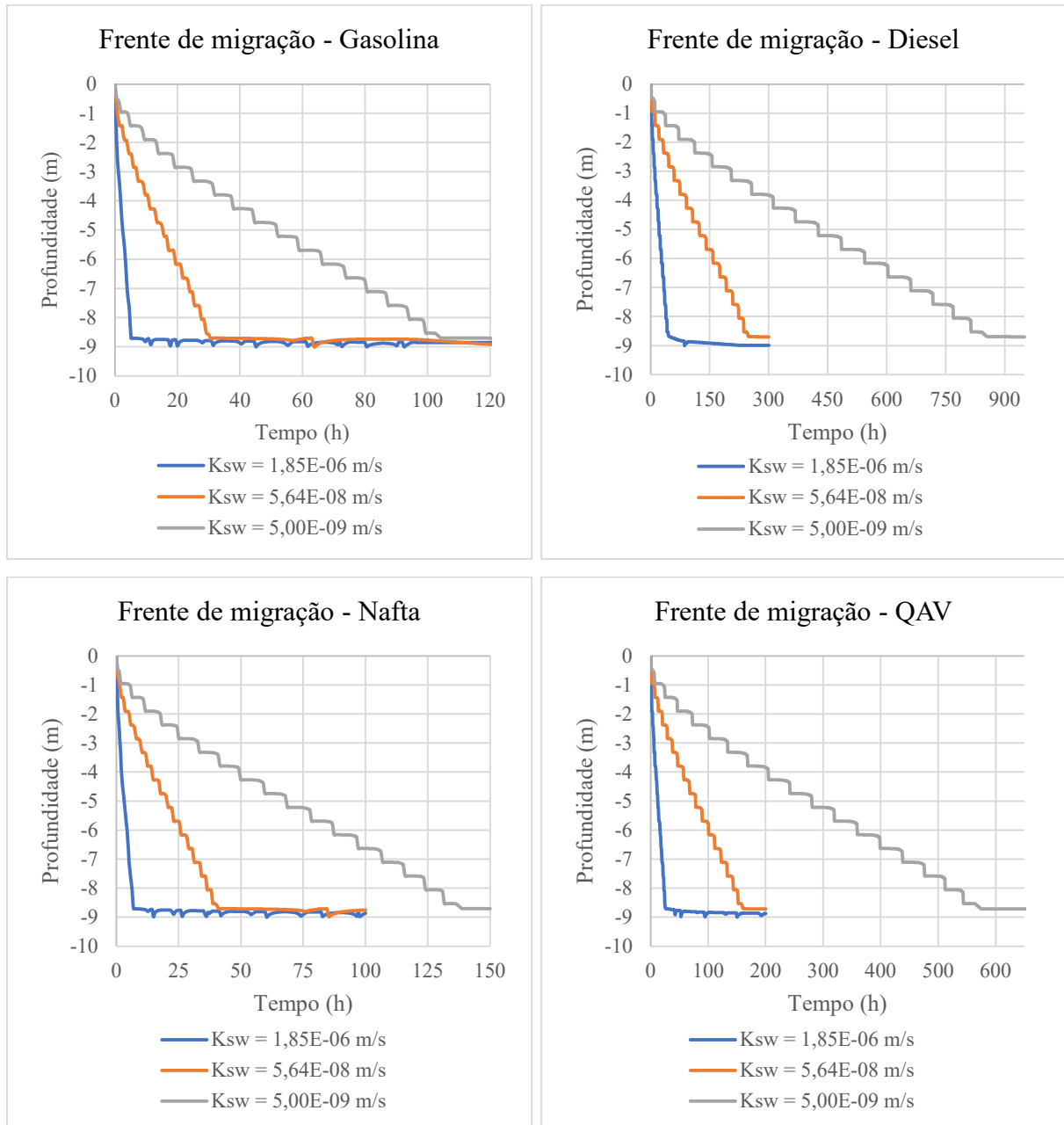
Fonte: Autora (2024).

4.1 PARÂMETROS QUE INFLUENCIAM A VELOCIDADE DE MIGRAÇÃO DOS COMBUSTÍVEIS

4.1.1 Condutividade hidráulica

Os gráficos de frente de migração apresentados na Figura 9 ilustram as profundidades de infiltração em função do tempo de diversos combustíveis no solo argilo-siltoso. As taxas de infiltração da gasolina variaram de 2,00 m/d a 36,82 m/d, enquanto as do diesel oscilaram entre 0,24 m/d e 4,24 m/d. Para a nafta, as velocidades foram registradas entre 1,50 m/d e 24,40 m/d, e para o QAV, as variações foram de 0,36 m/d a 7,76 m/d. Observou-se que as menores velocidades de migração estão associadas aos menores valores de condutividade hidráulica adotados pra o solo argilo-siltoso. O Apêndice A contém uma tabela com as velocidades de migração obtidas sob distintas condutividades hidráulicas.

Figura 9 – Frente de migração dos combustíveis no solo argilo-siltoso em função da condutividade hidráulica.



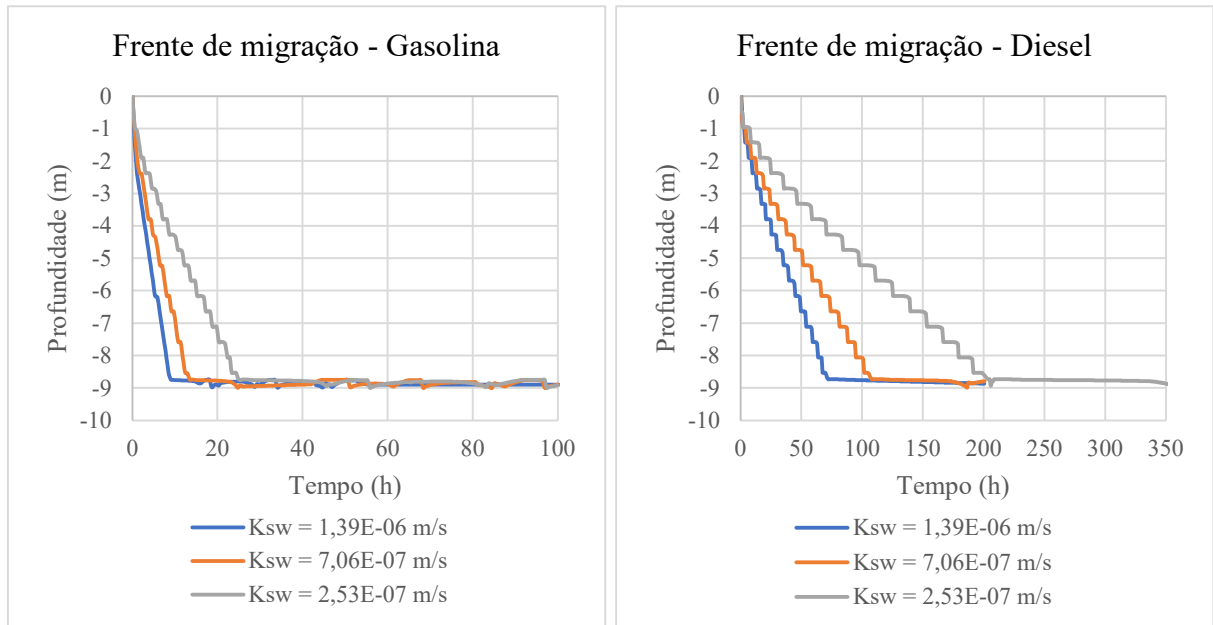
Fonte: Autora (2024).

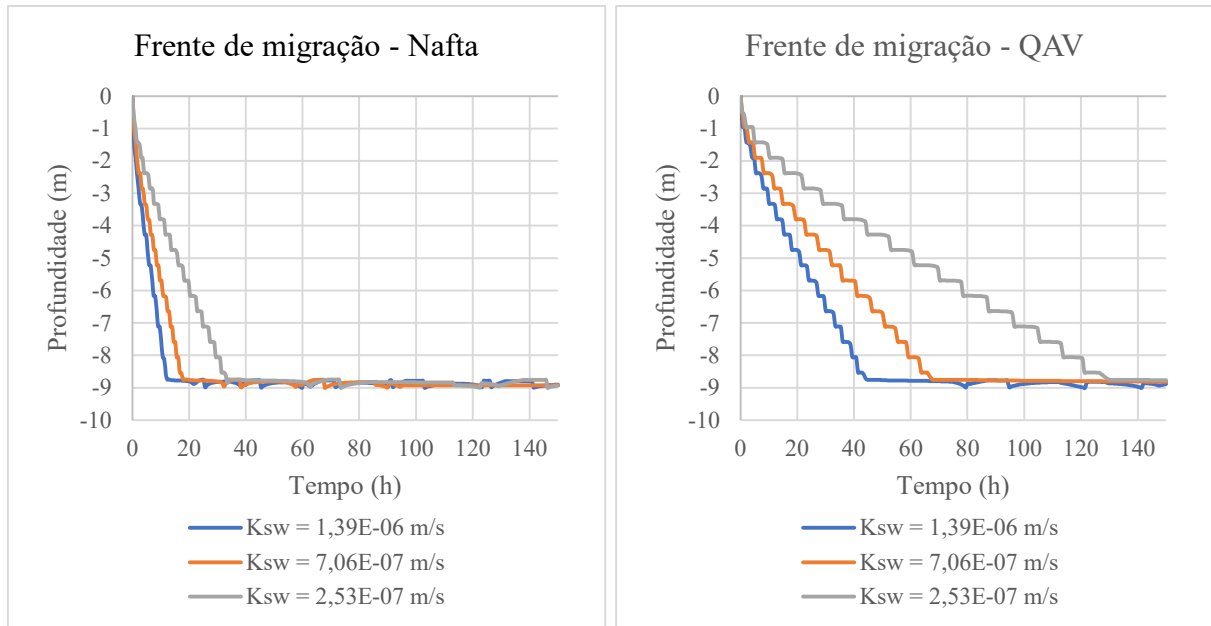
Ao comparar os resultados obtidos com a condutividade hidráulica do solo argilo-siltoso à água, observou-se que, com a maior condutividade hidráulica à água adotada ($1,85E-06$ m/s), a taxa de infiltração dos combustíveis é 2.600% a 23.000% superior à condutividade hidráulica à água. Para a condutividade hidráulica à água intermediária ($5,64E-08$ m/s), as velocidades de infiltração apresentam um aumento de 17.00% a 136.000%. Já com a menor condutividade hidráulica à água adotada ($5,00E-09$ m/s), as velocidades de migração são 56.000% a 462.000% superiores. Os resultados das simulações apontam que as velocidades máximas de migração ocorreram no primeiro *frame* da simulação, correspondendo aos primeiros 30 a 40 minutos de

infiltração. As diferenças percentuais entre as taxas de infiltração dos combustíveis e a condutividade hidráulica do solo à água são apresentadas no Apêndice B.

Os gráficos mostrados na Figura 10 retratam a profundidade de infiltração em função do tempo de todos os combustíveis simulados em solo franco-argiloso. As velocidades de migração da gasolina variaram de 7,39 m/d a 23,23 m/d, enquanto as do diesel oscilaram entre 1,00 m/d e 2,94 m/d. Para a nafta, as velocidades foram registradas entre 6,18 m/d e 17,08 m/d, e para o QAV, as variações foram de 1,61 m/d a 4,69 m/d. Assim como observado no solo argilo-siltoso, as menores velocidades de migração estão relacionadas aos menores valores de condutividade hidráulica adotados. O Apêndice A contém uma tabela com as velocidades de migração obtidas sob distintas condutividades hidráulicas.

Figura 10 – Frente de migração dos combustíveis no solo franco-argiloso em função da condutividade hidráulica.



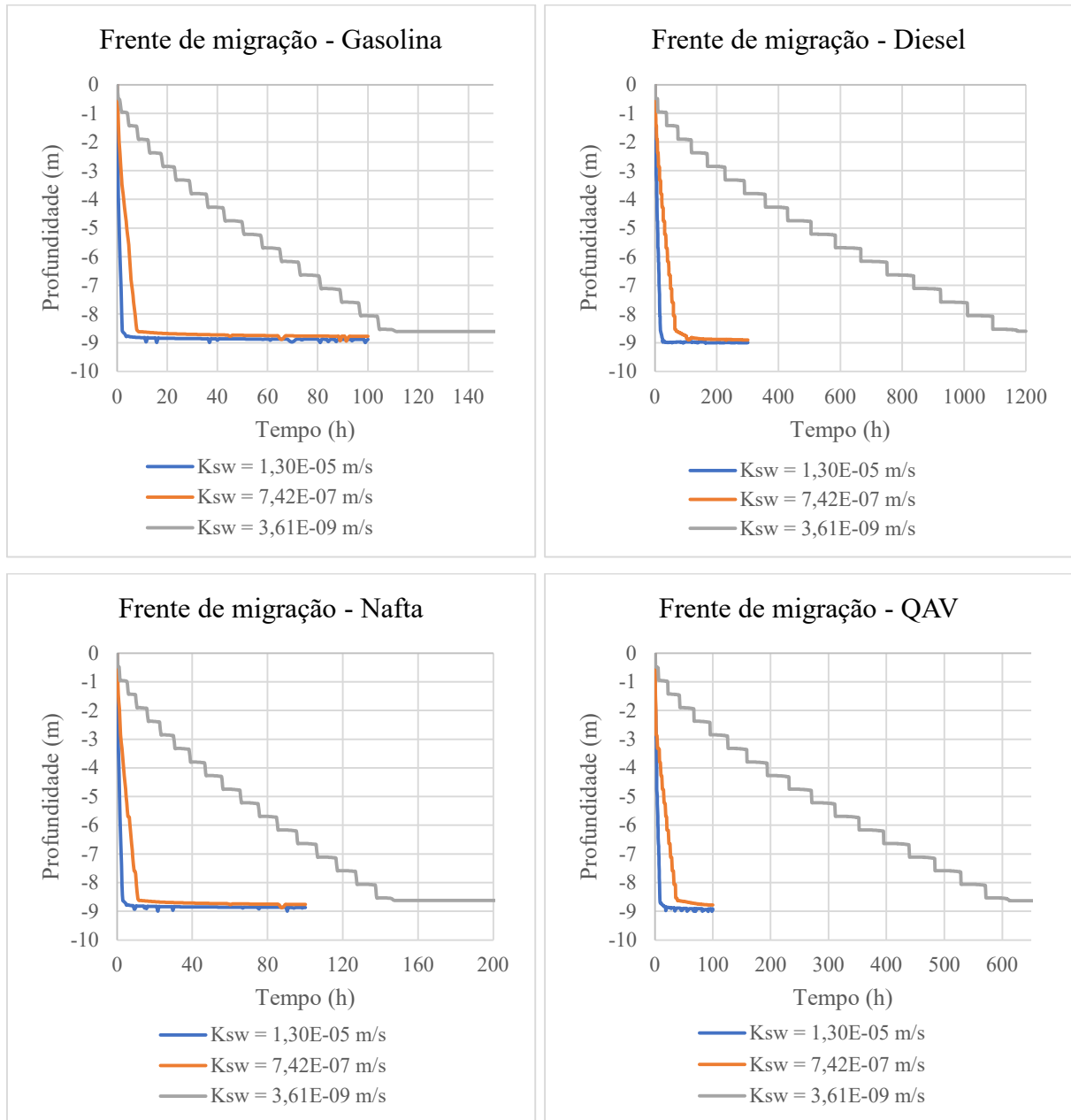


Fonte: Autora (2024).

Ao comparar os resultados obtidos com a condutividade hidráulica do solo franco-argiloso à água, constatou-se que, com a maior condutividade hidráulica adotada ($1,39E-06$ m/s), as taxas de infiltração dos combustíveis são 2.400% a 19.000% maiores que a condutividade hidráulica do solo à água. Para a condutividade hidráulica à água intermediária ($7,06E-07$ m/s), esse aumento varia de 3.200% a 25.000%. Já com a menor condutividade hidráulica à água adotada ($2,53E-07$ m/s), as velocidades de migração dos combustíveis superam a condutividade hidráulica à água em 4.600% a 34.000%. As simulações indicam que as velocidades máximas de migração ocorreram no primeiro *frame* da simulação, representando os primeiros 30 a 40 minutos de infiltração. As diferenças percentuais entre as taxas de infiltração dos combustíveis e a condutividade hidráulica do solo à água são apresentadas no Apêndice B.

Os gráficos exibidos na Figura 11 demonstram a profundidade de infiltração em função do tempo de todos os combustíveis simulados em solo argiloso (caulinita). As velocidades de migração da gasolina variaram de 1,86 m/d a 66,48 m/d e as do diesel oscilaram entre 0,18 m/d e 12,01 m/d. Para a nafta, as velocidades foram registradas entre 1,41 m/d e 68,25 m/d, e para o QAV, as variações foram de 0,34 m/d a 22,46 m/d. Assim como nos solos anteriores, as menores condutividades hidráulicas adotadas correspondem às menores velocidades de migração dos combustíveis. O Apêndice A contém uma tabela com as velocidades de migração obtidas sob distintas condutividades hidráulicas.

Figura 11 – Frente de migração dos combustíveis no solo argiloso (caulinita) em função da condutividade hidráulica.



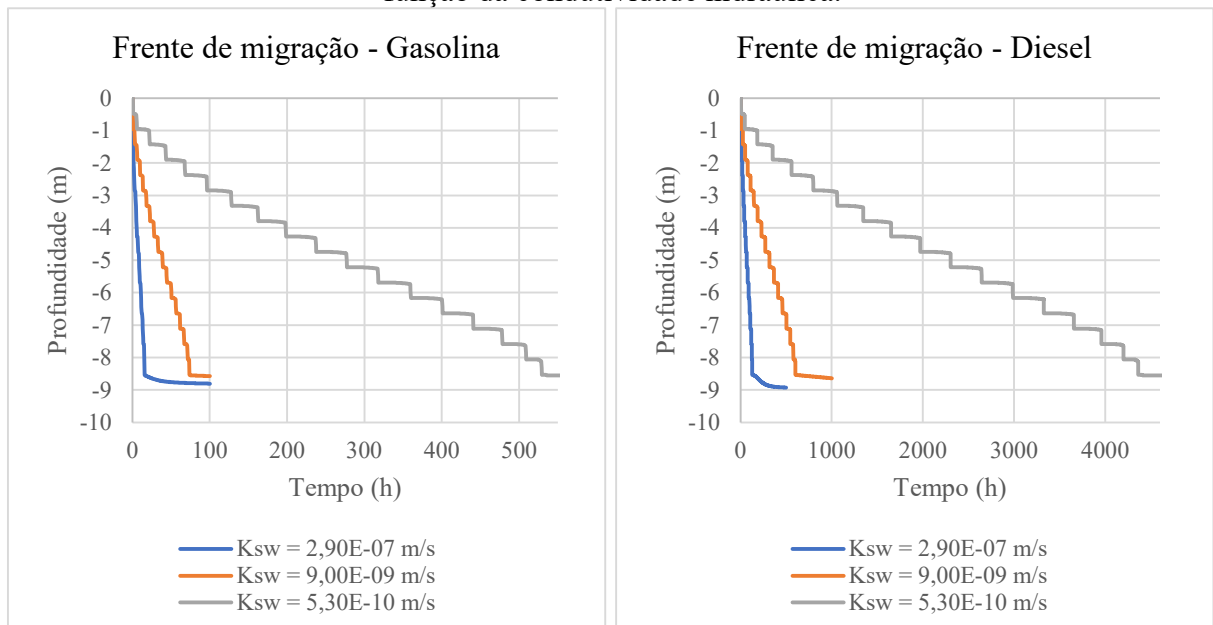
Fonte: Autora (2024).

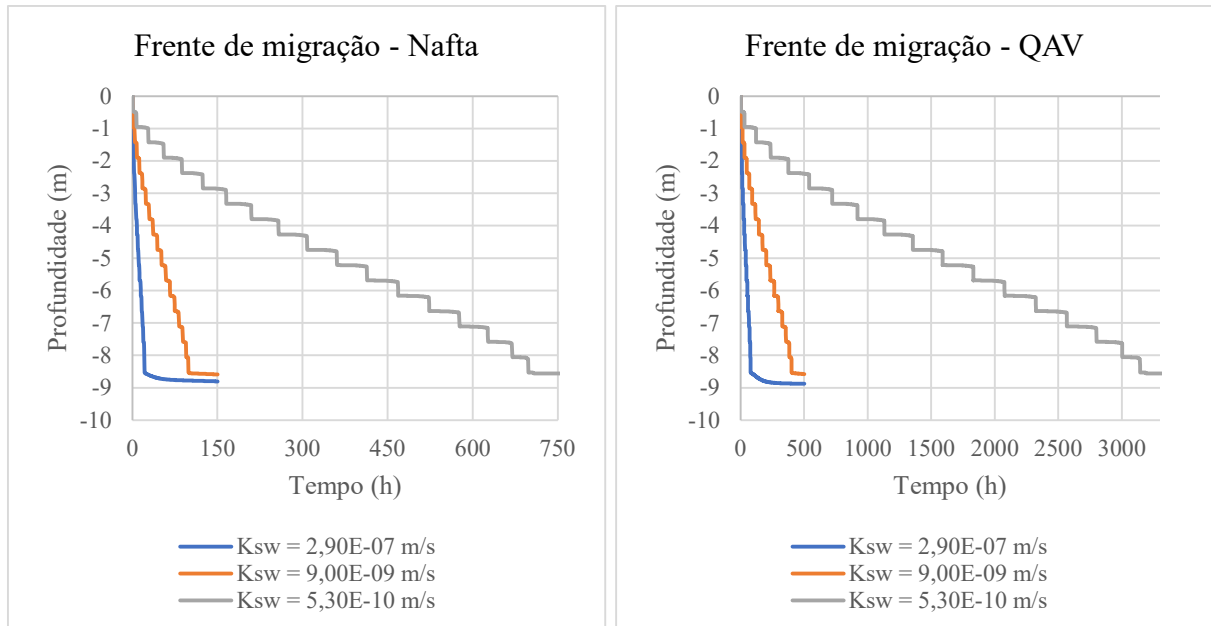
Ao comparar os resultados obtidos com a condutividade hidráulica do solo argila caulinita à água, verificou-se que, com a maior condutividade hidráulica à água adotada ($1,30E-05$ m/s), as taxas de infiltração dos combustíveis excedem a condutividade hidráulica à água em 1.100% a 6.000%. Com a condutividade hidráulica à água intermediária ($7,72E-07$ m/s), esse aumento varia entre 4.600% a 38.000%. Já para a menor condutividade hidráulica à água adotada ($3,61E-09$ m/s), as velocidades de migração dos combustíveis são de 56.000% a 595.000% superiores. As simulações indicam que as velocidades máximas de migração ocorreram no primeiro *frame* da simulação, representando os primeiros 30 a 40 minutos de

infiltração. As diferenças percentuais entre as taxas de infiltração dos combustíveis e a condutividade hidráulica do solo à água são apresentadas no Apêndice B.

Os gráficos de frente de migração apresentados na Figura 12 ilustram a profundidade de infiltração em função do tempo de todos os combustíveis simulados em solo argiloso (montmorilonita). As velocidades de migração da gasolina variaram de 0,38 m/d a 11,99 m/d, enquanto as do diesel oscilaram entre 0,05 m/d e 1,45 m/d. Para a nafta, as velocidades foram registradas entre 0,29 m/d e 6,91 m/d, e para o QAV, as variações foram de 0,06 m/d a 2,43 m/d. Assim como nos demais solos, as menores condutividades hidráulicas adotadas correspondem às menores velocidades de migração dos combustíveis. O Apêndice A contém uma tabela com as velocidades de migração obtidas sob distintas condutividades hidráulicas.

Figura 12 – Frente de migração dos combustíveis no solo argiloso (montmorilonita) em função da condutividade hidráulica.





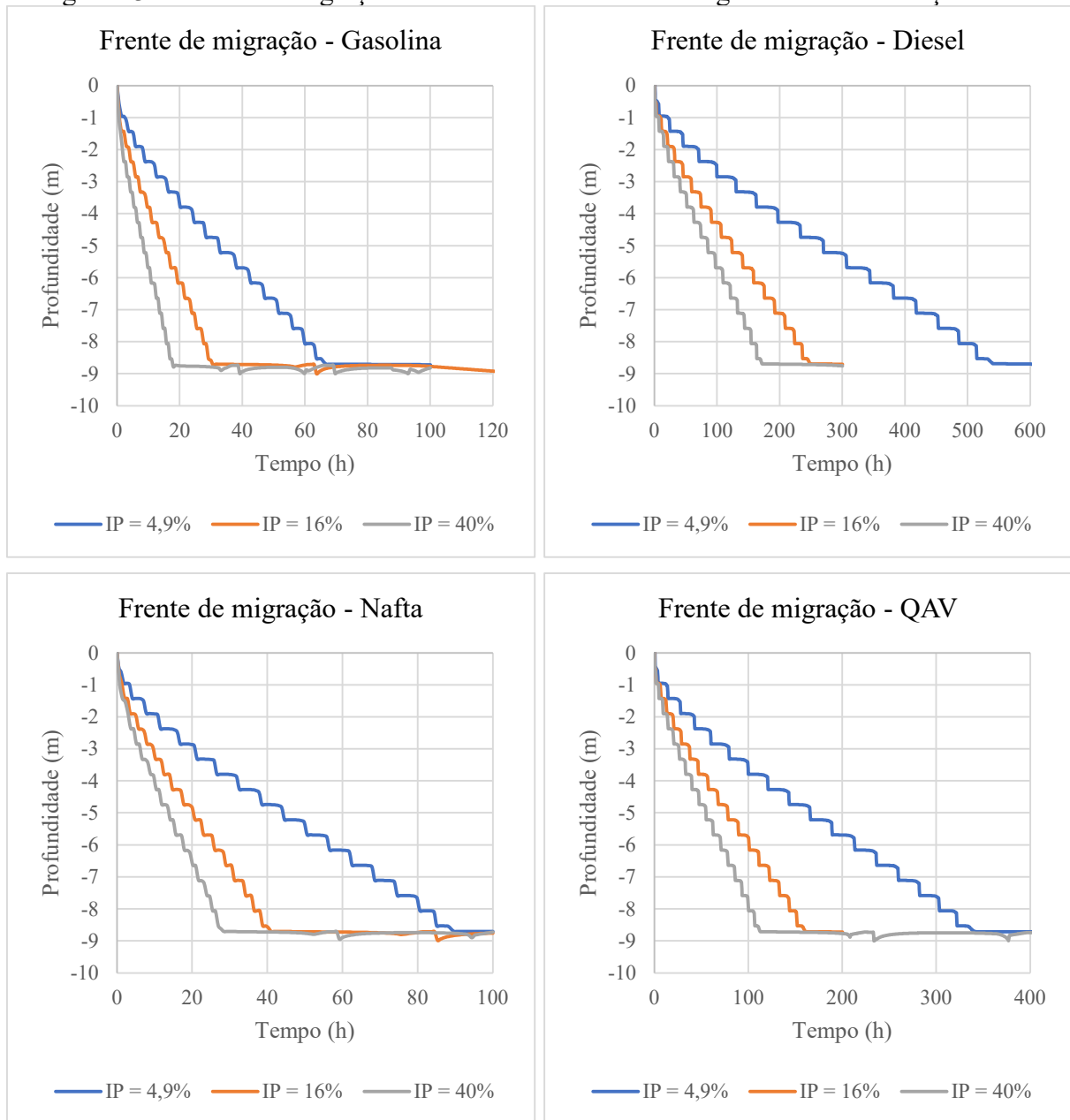
Fonte: Autora (2024).

Ao comparar os resultados obtidos com a condutividade hidráulica do solo argila montmorilonita, observou-se que, com a maior condutividade hidráulica à água adotada ($2,90E-07$ m/s), as taxas de infiltração dos combustíveis são 5.800% a 48.000% superiores à condutividade hidráulica à água. Para a condutividade hidráulica à água intermediária ($9,00E-09$ m/s), o aumento nas taxas de infiltração varia entre 43.500% e 357.000%. Já com a menor condutividade hidráulica à água adotada ($5,30E-10$ m/s), as velocidades de infiltração dos combustíveis superam a condutividade hidráulica à água em 101.600% a 834.000%. Os resultados das simulações apontam que as velocidades máximas de migração ocorreram no primeiro *frame* da simulação, representando os primeiros 30 a 40 minutos de infiltração. As diferenças percentuais entre as taxas de infiltração dos combustíveis e a condutividade hidráulica do solo à água são apresentadas no Apêndice B.

4.1.2 Índice de Plasticidade

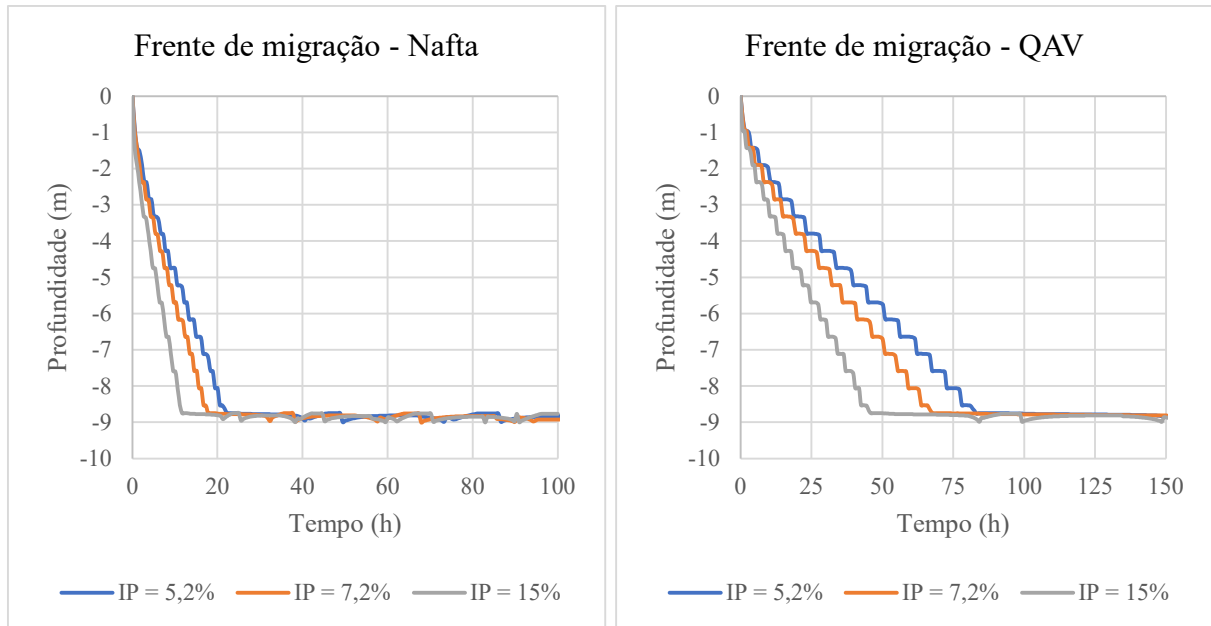
Nos gráficos da Figura 13, são mostradas as profundidades de infiltração em função do tempo dos quatro combustíveis simulados no solo argilo-siltoso. Para a gasolina, foram apresentadas velocidades de migração entre 3,13 m/d a 11,74 m/d, enquanto o diesel mostrou variações de 0,39 m/d a 1,21 m/d. A nafta migrou com velocidades de 2,31 m/d a 7,35 m/d, e o QAV registrou valores entre 0,61 m/d a 1,85 m/d. Nota-se que, à medida que o IP do solo argilo-siltoso aumenta, as velocidades de migração também aumentam. O Apêndice C detalha as velocidades de migração obtidas em diferentes condições de índice de plasticidade.

Figura 13 – Frente de migração dos combustíveis no solo argilo-siltoso em função do IP.



Fonte: Autora (2024).

Ao comparar os resultados obtidos com a condutividade hidráulica do solo à água ($5,64E-08$ m/s), observou-se que, com o menor Índice de Plasticidade para o solo argilo-siltoso, a taxa de infiltração dos combustíveis supera a condutividade hidráulica do solo à água em 7.900% a 64.000%. Com o IP intermediário, as velocidades de migração são 17.000% a 136.000% maiores. Já para o maior IP adotado, as taxas de infiltração são 25.000% a 241.000% superiores. As simulações indicaram que as velocidades mais elevadas ocorreram logo no início da infiltração, nos primeiros 30 a 40 minutos, apresentados no primeiro *frame* da simulação. As

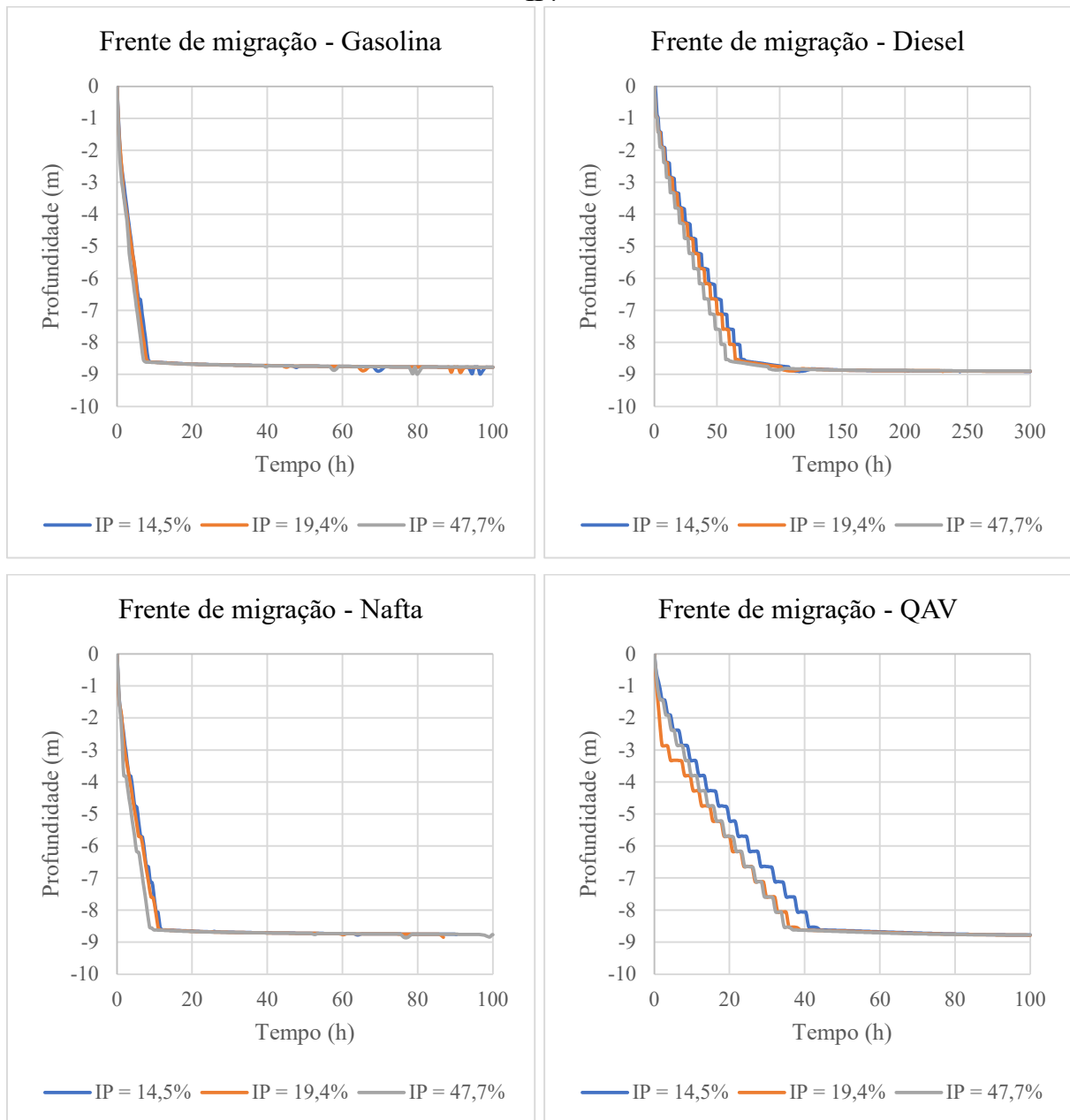


Fonte: Autora (2024).

Ao analisar os resultados obtidos com a condutividade hidráulica do solo à água ($7,06E-07$ m/s), verificou-se que, com o menor IP adotado para o solo franco-argiloso, as taxas de infiltração dos combustíveis são 2.600% a 20.000% superiores à condutividade hidráulica do solo à água. Para o IP intermediário, as velocidades de infiltração apresentam um aumento de 3.200% a 25.000%. Já com o maior IP adotado, as velocidades de migração são 4.800% a 38.000% maiores. Os resultados das simulações revelam que as maiores velocidades de migração ocorreram nos primeiros 30 a 40 minutos de infiltração, conforme evidenciado no primeiro *frame* das simulações. As diferenças percentuais entre as taxas de infiltração dos combustíveis e a condutividade hidráulica do solo à água são apresentadas no Apêndice B.

Os gráficos na Figura 15 mostram as profundidades de infiltração em função do tempo dos quatro combustíveis no solo argiloso (caulinita). Para a gasolina, as velocidades variaram entre 23,50 m/d e 25,59 m/d e, no caso do diesel, as velocidades oscilaram entre 3,00 m/d e 3,50 m/d. A nafta apresentou variações de 17,31 m/d a 19,93 m/d, enquanto o QAV mostrou velocidades entre 4,69 m/d e 5,52 m/d. Foi constatado que, assim como os solos anteriores, as velocidades de migração aumentam conforme o IP do solo aumenta. No Apêndice C, há uma tabela que apresenta as velocidades de migração dos combustíveis sob diferentes condições de índice de plasticidade.

Figura 15 – Frente de migração dos combustíveis no solo argiloso (caulinita) em função do IP.



Fonte: Autora (2024).

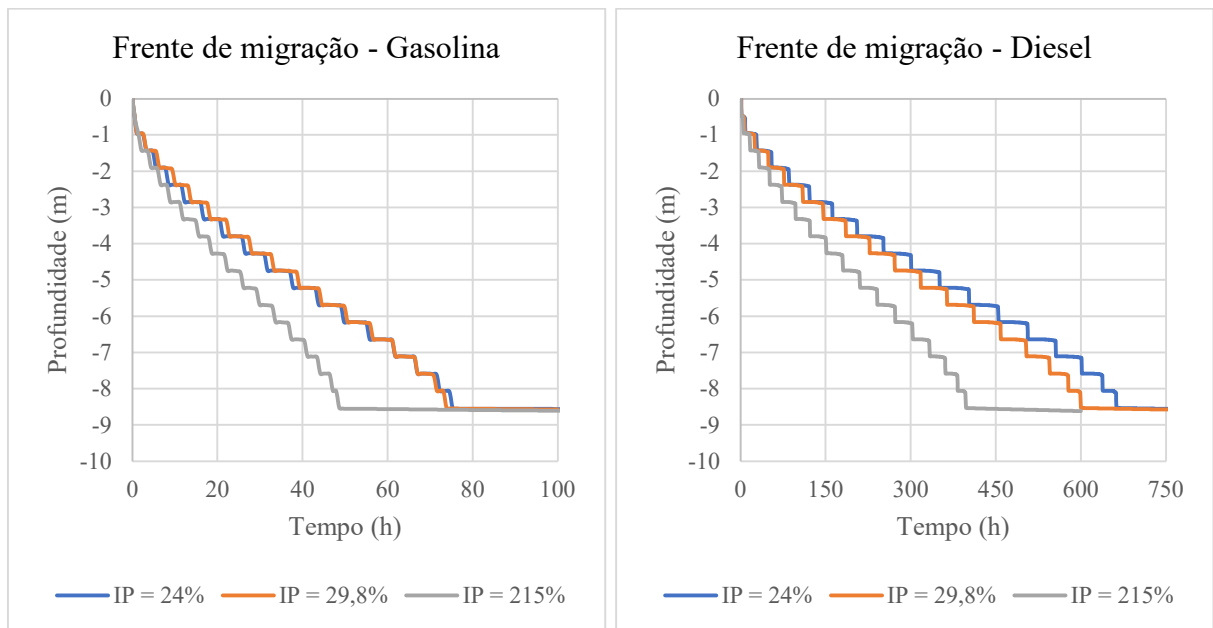
Ao comparar os resultados obtidos com a condutividade hidráulica do solo à água ($7,42E-07$ m/s), verificou-se que, com o menor Índice de Plasticidade na argila caulinita, as taxas de infiltração dos combustíveis são 4.600% a 37.000% superiores à condutividade hidráulica do solo à água. Para o IP intermediário, as velocidades de infiltração apresentam um aumento de 4.700% a 38.000%. Já com o maior IP adotado, as velocidades de migração são 5.500% a 40.000% maiores. As simulações indicam que as maiores velocidades ocorreram nos primeiros 30 a 40 minutos de infiltração, observadas no primeiro *frame*. As diferenças

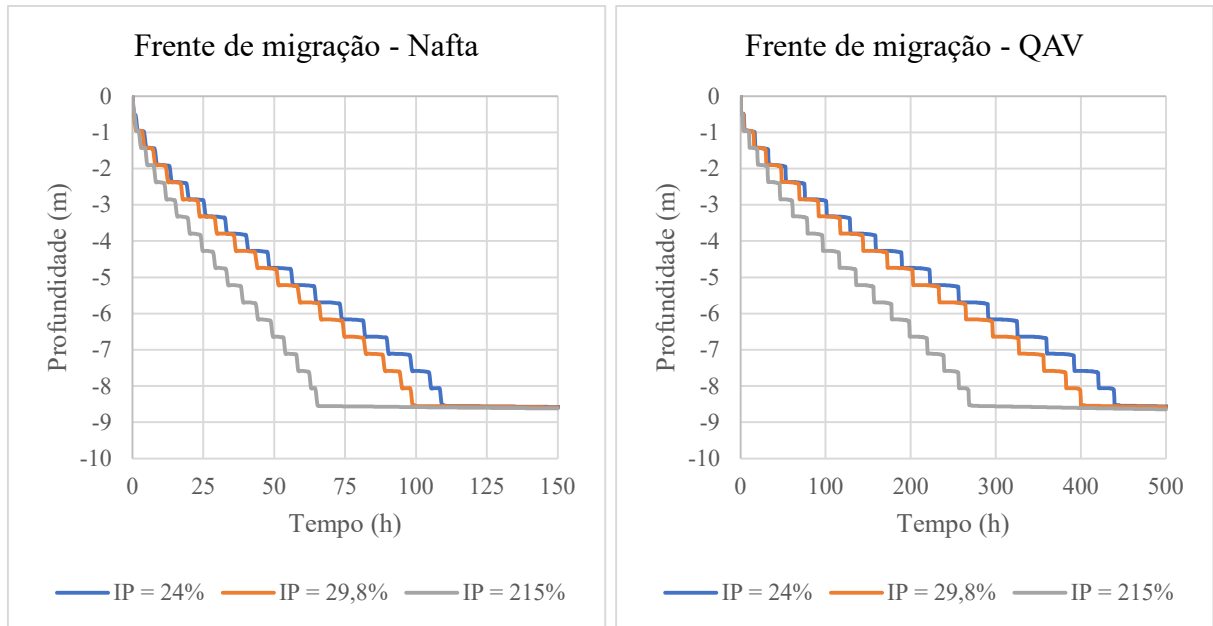
percentuais entre as taxas de infiltração dos combustíveis e a condutividade hidráulica do solo à água são apresentadas no Apêndice B.

Nos gráficos da

Figura 16, é possível observar o comportamento de migração de quatro combustíveis distintos no solo argiloso (montmorilonita). A gasolina apresentou velocidades entre 2,62 m/d e 3,92 m/d, enquanto o diesel teve uma faixa de 0,31 m/d e 0,52 m/d. As velocidades de migração da nafta variaram de 1,85 m/d a 3,11 m/d, e o QAV registrou velocidades entre 0,46 m/d e 0,75 m/d. Foi evidente que, assim como nos demais solos, à medida que o IP do solo aumentava, a velocidade de migração diminuía. A tabela no Apêndice C resume as velocidades de migração para diferentes valores de índice de plasticidade adotados.

Figura 16 – Frente de migração dos combustíveis no solo argiloso (montmorilonita) em função do IP.





Fonte: Autora (2024).

Ao comparar os resultados obtidos com a condutividade hidráulica do solo à água ($9,00E-09$ m/s), verificou-se que, com o menor Índice de Plasticidade na argila montmorilonita, as taxas de infiltração dos combustíveis são 39.000% a 337.000% superiores à condutividade hidráulica do solo à água. Para o IP intermediário, as velocidades de infiltração apresentam um aumento de 43.000% a 357.000%. Já com o maior IP adotado, as velocidades de migração são 66.000% a 504.000% maiores. Os dados das simulações mostram que as maiores velocidades de migração ocorreram no início do processo de infiltração, dentro dos primeiros 30 a 40 minutos da simulação. As diferenças percentuais entre as taxas de infiltração dos combustíveis e a condutividade hidráulica do solo à água são apresentadas no Apêndice B.

4.1.3 Análise dos resultados

Os resultados das simulações revelaram um comportamento padrão entre os derivados de petróleo e entre os diferentes tipos de solo analisados. As simulações apontam que as velocidades de migração da gasolina e da nafta foram superiores à condutividade hidráulica à água, o que evidencia a influência da viscosidade na infiltração dos combustíveis, visto que estes produtos possuem viscosidade dinâmica inferior à da água, facilitando sua infiltração no solo. De modo semelhante, as velocidades de migração do diesel e do QAV também superaram a condutividade hidráulica à água, apesar de apresentarem viscosidades dinâmicas superiores à da água. Isso sugere que a velocidade de migração dos combustíveis pode ser afetada, ainda,

por outros fatores além da viscosidade dinâmica, como as tensões interfaciais LNAPL-água e ar-LNAPL, além da constante dielétrica do fluido.

Quanto à condutividade hidráulica, o padrão de comportamento entre os solos analisados é mantido. Observa-se que, à medida que a condutividade hidráulica à água adotada diminui, a velocidade de migração dos combustíveis também é reduzida. Isso ocorre porque a condutividade hidráulica mede a conectividade e o tamanho dos poros no solo, refletindo na facilidade com que fluidos podem se mover através dos poros do solo. Solos mais argilosos possuem menores poros e, portanto, uma condutividade hidráulica baixa, o que impede que os fluidos se movimentem rapidamente, forçando-os a atravessar um meio mais resistente e compacto.

Em relação à plasticidade, o padrão de comportamento se mantém a todos os tipos de solo. Isto é, à medida que o Índice de Plasticidade aumenta, a velocidade de migração dos combustíveis tende a crescer. Esse comportamento está diretamente associado à maior quantidade de argilominerais presentes no solo. Essas partículas finas, de pequeno tamanho e alta área superficial, retêm mais água devido a forças capilares e adesão. Como resultado, solos com maior Índice de Plasticidade apresentam uma saturação residual de água mais elevada. A água, sendo o fluido molhante em comparação com os combustíveis, ocupa os menores poros do solo, liberando os poros maiores para o escoamento do LNAPL, facilitando sua migração.

Ao relacionar esse comportamento com a constante dielétrica dos combustíveis, surge um ponto importante. Combustíveis com baixa constante dielétrica, como os fluidos utilizados nas simulações, têm uma capacidade de interação limitada com o meio em que estão inseridos. Em solos com maior saturação residual de água, como aqueles com maior IP, a constante dielétrica da água, que é significativamente mais elevada do que a dos combustíveis, acentua a separação entre água-LNAPL. Isso resulta em uma menor adesão da água às superfícies das partículas de solo, permitindo que os combustíveis migrem mais facilmente pelos poros disponíveis.

Isso sugere que os solos com menores Índices de Plasticidade e baixa condutividade hidráulica à água podem ser os mais adequados para a impermeabilização de bacias de contenção. Ademais, as simulações corroboram os estudos realizados por Oliveira (2001) e Corseuil *et al.* (2020), que demonstraram que líquidos apolares, como os derivados de petróleo, apresentam taxas de infiltração significativamente superiores à velocidade de migração da água no solo.

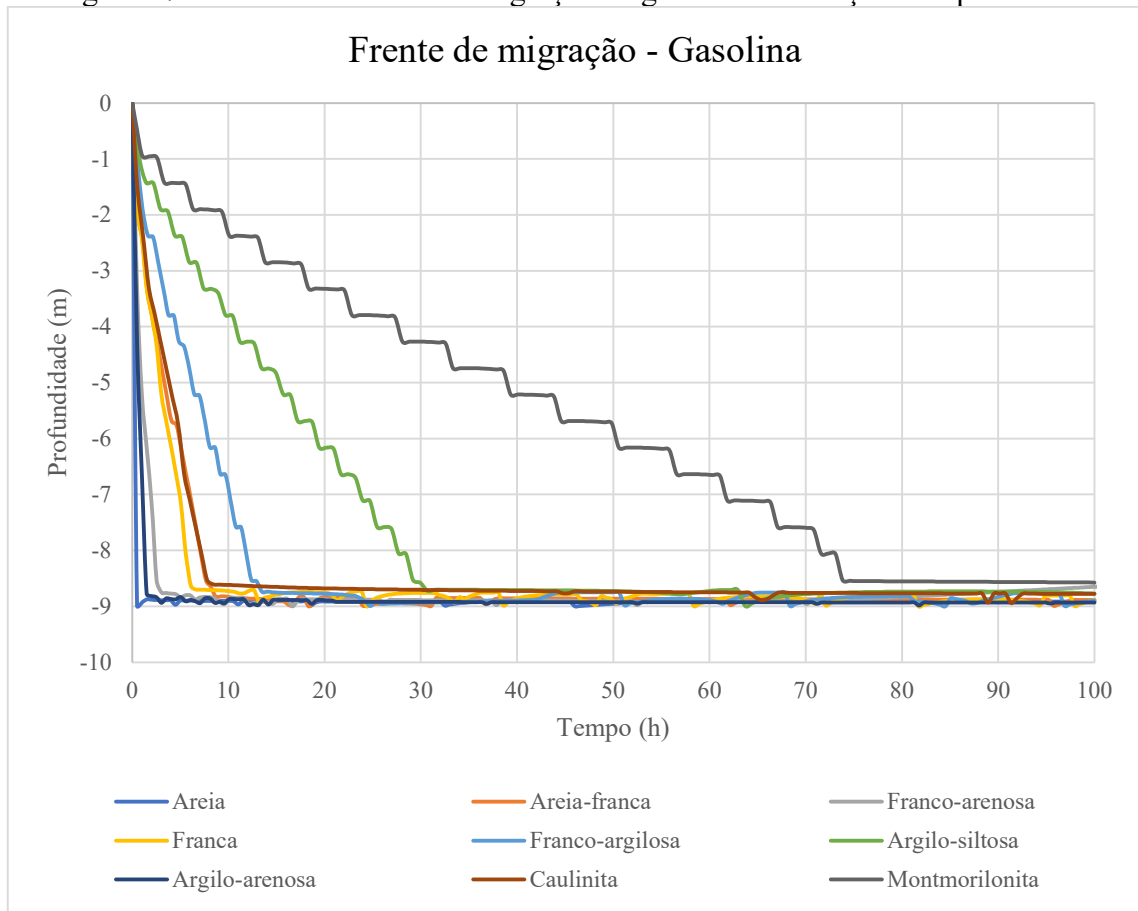
Desse modo, os dados indicam que a viscosidade dos fluidos, a condutividade hidráulica e a plasticidade exercem influência direta na dinâmica de migração dos combustíveis. Isso

indica que utilizar a condutividade hidráulica à água como único parâmetro para a impermeabilização de bacias de contenção, como faz a NBR 17505-2:2022, pode não ser o mais indicado, visto que não considera o comportamento completo dos fluidos quando estão sendo infiltrados no solo.

4.2 VELOCIDADE DE MIGRAÇÃO DOS COMBUSTÍVEIS EM FUNÇÃO DAS CLASSIFICAÇÕES DO SOLO

A Figura 17 ilustra um gráfico da migração da gasolina, apresentando a profundidade de infiltração em função do tempo. Dentre os solos analisados, os que foram observadas as maiores velocidades de migração dos combustíveis foram a areia, com 431,55 m/d, sendo 170% superior à condutividade hidráulica à água, seguida pelo solo argilo-arenoso, com 139,30 m/d, sendo 6.500% superior à condutividade hidráulica à água, e o solo franco-arenoso, com 69,32 m/d, sendo 12.700% superior à condutividade hidráulica à água. Em contrapartida, os solos que apresentaram as menores velocidades de migração foram a argila montmorilonita, com 2,57 m/d, sendo 357.000% superior à condutividade hidráulica à água, o solo argilo-siltoso, com 6,64 m/d, sendo 38.000% superior à condutividade hidráulica à água e o solo franco-argiloso, com 15,57 m/d, sendo 136.000% superior à condutividade hidráulica à água. O Apêndice D apresenta uma tabela com as velocidades de migração da gasolina para cada solo analisado.

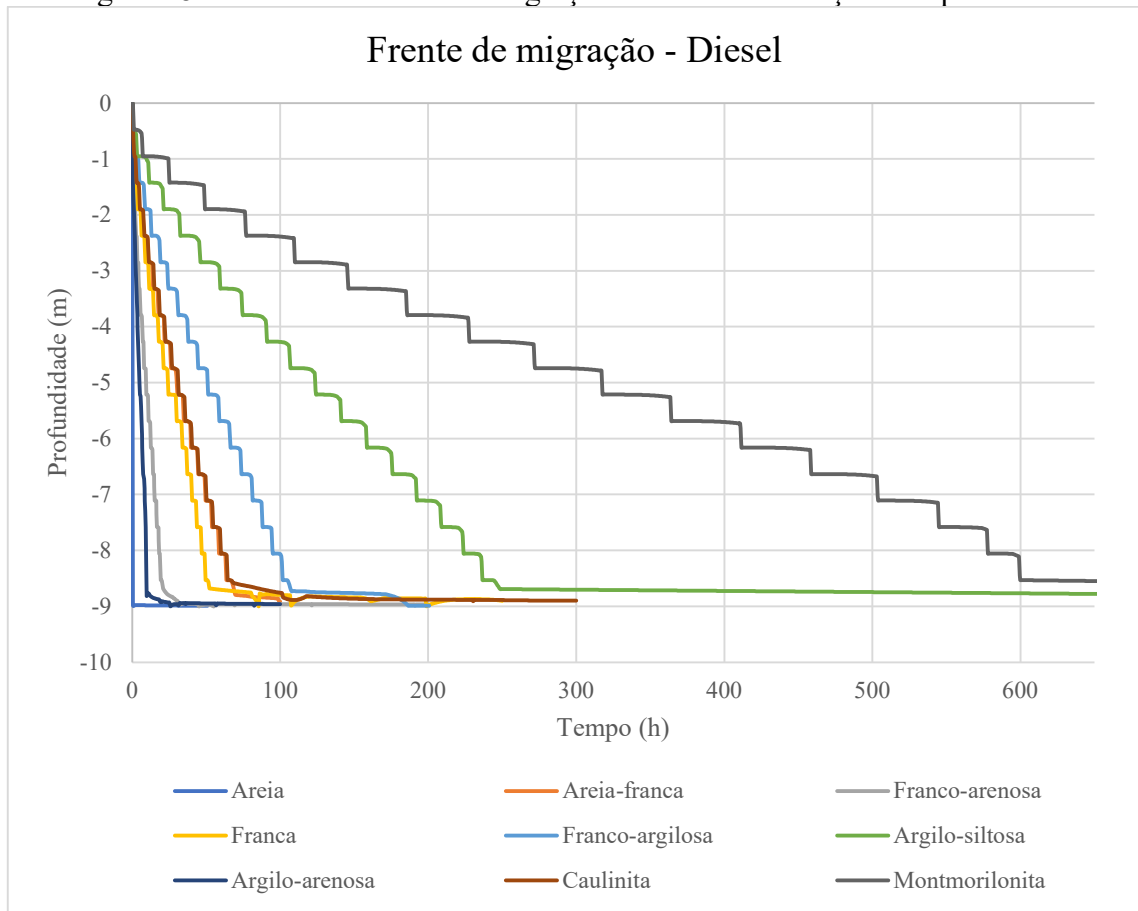
Figura 17 – Gráfico da frente de migração da gasolina em função do tipo de solo.



Fonte: Autora (2024).

A Figura 18 apresenta a migração do diesel, mostrando a profundidade de infiltração do combustível em função do tempo. Entre os solos simulados, os que apresentam maiores velocidades de migração foram a areia, com 431,14 m/d, sendo 170% superior à condutividade hidráulica à água, o solo argilo-arenoso, com 20,49 m/d, sendo 250% superior à condutividade hidráulica à água e o solo franco-arenoso, com 9,43 m/d, sendo 887% superior à condutividade hidráulica à água. Por outro lado, os solos que demonstraram as menores velocidades de migração foram a argila montmorilonita, com 0,34 m/d, sendo 43.000% superior à condutividade hidráulica à água, o solo argilo-siltoso, com 0,84 m/d, sendo 17.000% superior à condutividade hidráulica à água e o solo franco-argiloso, com 1,95 m/d, sendo 3.200% superior à condutividade hidráulica do solo. O Apêndice D apresenta uma tabela com as velocidades de migração do diesel para os solos analisados.

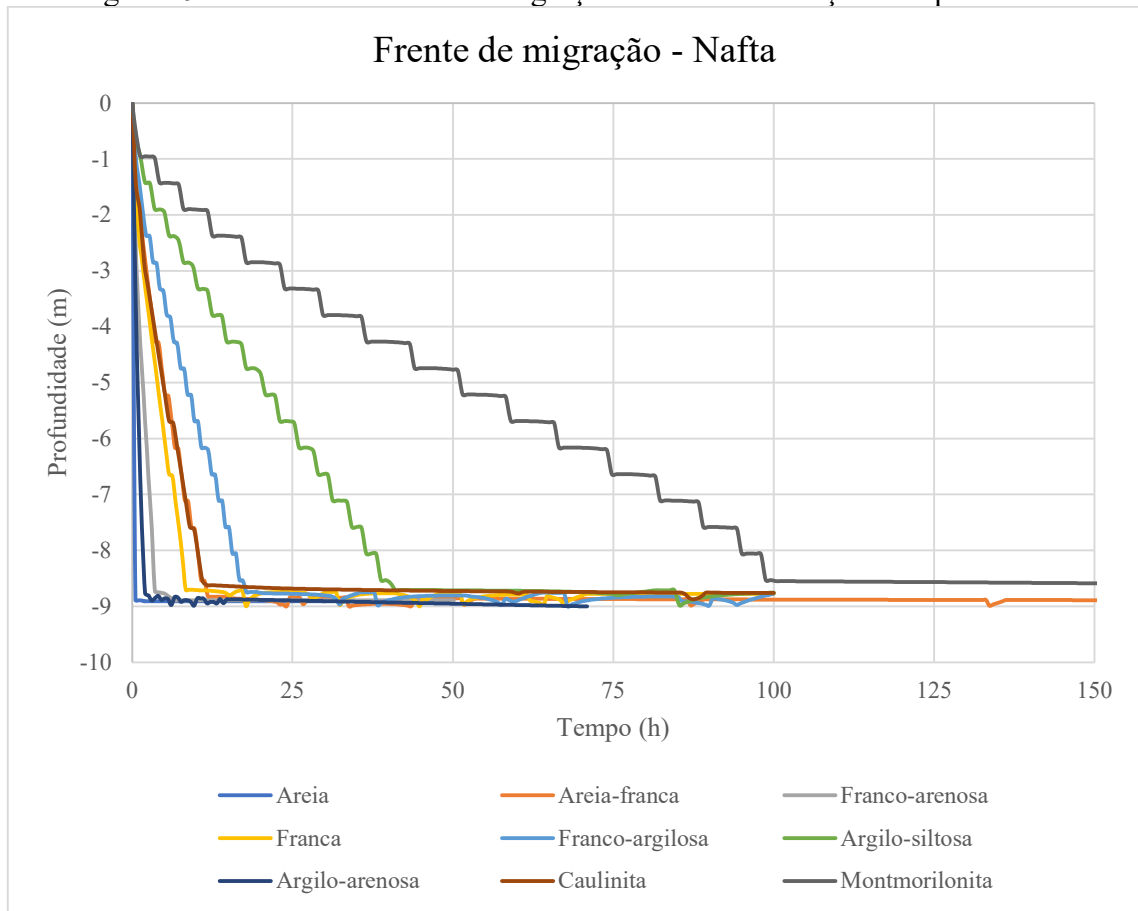
Figura 18 – Gráfico da frente de migração do diesel em função do tipo de solo.



Fonte: Autora (2024).

A Figura 19 ilustra a frente de migração da nafta, apresentando a profundidade de infiltração do combustível em função do tempo. Dos solos simulados, os que demonstraram maior velocidade de migração foram a areia, com 426,31 m/d, sendo 168% superior à condutividade hidráulica à água, o solo argilo-arenoso, com 83,37 m/d, sendo 1.000% superior à condutividade hidráulica à água, e o solo franco-arenoso, com 11,80 m/d, sendo 5.600% superior à condutividade hidráulica à água. Em contraste, os solos que apresentaram as menores velocidades de migração foram a argila montmorilonita, com 1,94 m/d, sendo 250.000% superior à condutividade hidráulica à água, o solo argilo-siltoso, com 5,09 m/d, sendo 104.000% superior à condutividade hidráulica à água, e o franco-argiloso, com 11,80 m/s, sendo 19.000% superior à condutividade hidráulica à água. O Apêndice D apresenta uma tabela com as velocidades de migração da nafta para cada solo simulado.

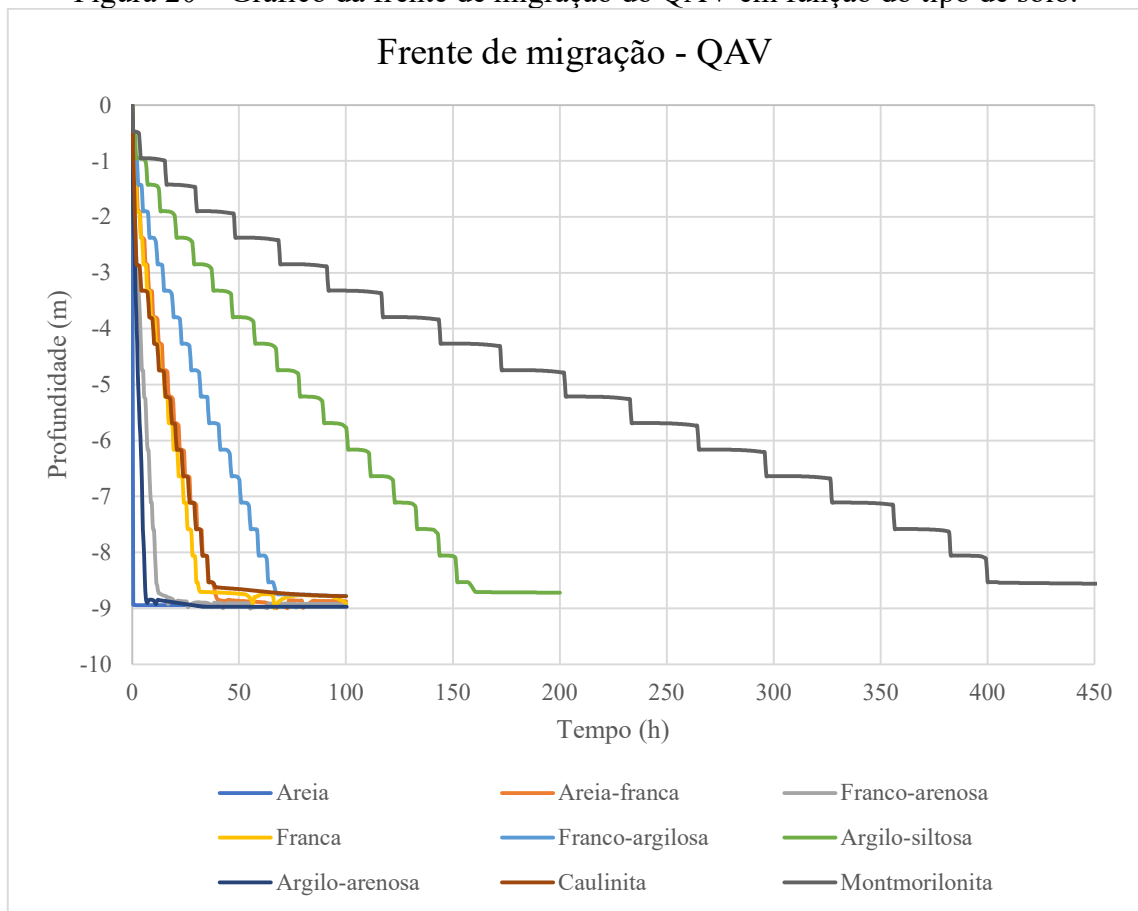
Figura 19 – Gráfico da frente de migração da nafta em função do tipo de solo.



Fonte: Autora (2024).

A Figura 20 apresenta a frente de migração do querosene de aviação, ilustrando a profundidade de infiltração em função do tempo. Dentre os solos analisados, os que demonstraram maior velocidade de migração foram a areia, com 428,71 m/d, sendo 169% superior à condutividade hidráulica à água, o solo argilo-arenoso, com 32,52 m/d, sendo 396% superior à condutividade hidráulica à água, e o solo franco-arenoso, com 16,43 m/d, sendo 1.500% superior à condutividade hidráulica à água. Já os solos que apresentaram as menores velocidades de migração foram a argila montmorilonita, com 0,50 m/d, sendo 64.000% superior à condutividade hidráulica à água, o solo argilo-siltoso, com 1,30 m/d, sendo 27.000% superior à condutividade hidráulica à água, e o franco-argiloso, com 3,08 m/d, sendo 5.000% superior à condutividade hidráulica à água. O Apêndice D apresenta uma tabela com as velocidades de migração do QAV nos solos analisados.

Figura 20 – Gráfico da frente de migração do QAV em função do tipo de solo.



Fonte: Autora (2024).

Ao analisar os gráficos da frente de migração dos combustíveis, observa-se um padrão entre os diferentes tipos de solo. Em solos como areia, argilo-arenoso, franco-arenoso e areia-franca observou-se as maiores velocidades de migração para todos os combustíveis analisados, quando comparados entre si. Essa tendência pode ser atribuída às altas condutividades hidráulicas à água atribuídas a esses solos, que variam entre 10^{-5} m/s e 10^{-2} m/s. Já em solos com as menores condutividades hidráulicas à água, variando entre 10^{-9} m/s e 10^{-7} m/s, como as argilas caulinita e montmorilonita, argilo-siltoso e franco-argiloso observou-se as menores taxas de infiltração para todos os combustíveis analisados.

Os resultados obtidos apontam que as taxas de infiltração de todos os combustíveis analisados para todos os solos se mostraram superiores às condutividades hidráulicas dos solos à água, corroborando os estudos de Oliveira (2001) e Corseuil *et al.* (2020), que demonstraram que líquidos apolares, como os derivados de petróleo, apresentam taxas de infiltração superiores à velocidade de migração da água no solo.

Em solos com as menores condutividades hidráulicas à água, foram observadas as menores taxas de infiltração dos combustíveis. Apresentando uma relação inversamente

proporcional, a diferença percentual das taxas de infiltração dos combustíveis em relação à condutividade hidráulica à água aumenta conforme ambas as velocidades de migração diminuem. Isso ocorre devido a fatores como molhabilidade, tensões interfaciais e polaridade dos fluidos. Isto é, a atração da água pelas partículas do solo, devido à sua natureza polar, facilita a movimentação dos líquidos apolares, como os hidrocarbonetos de petróleo, permitindo que os combustíveis mantenham uma taxa de infiltração relativamente alta mesmo em solos que são muito restritivos para o fluxo de água.

Além da condutividade hidráulica, é importante considerar, ainda, o Índice de Plasticidade do solo, pois solos com baixo IP, que são os menos expansivos, tendem a reduzir a velocidade de migração dos hidrocarbonetos de petróleo. Dessa forma, a classificação dos solos mais indicados para impermeabilização de bacias de contenção deve considerar a combinação de propriedades, como condutividade hidráulica relativamente baixa e baixo Índice de Plasticidade. Os solos que mais se aproximam de tais características são os solos com frações de argilominerais pouco expansivos, que possuem poros menores e, portanto, baixa condutividade hidráulica à água, além de baixo Índice de Plasticidade.

Desse modo, assim como no item 4.1, os resultados obtidos sugerem que utilizar apenas a condutividade hidráulica à água como parâmetro para a impermeabilização de bacias de contenção, conforme estabelecido na NBR 17505-2:2022, pode não ser o mais indicado, visto que essa abordagem desconsidera o comportamento completo dos fluidos durante a infiltração destes no solo.

5 CONCLUSÃO

Este trabalho teve como objetivo simular a infiltração de combustíveis em diferentes tipos de solos em áreas de armazenamento de petróleo, a fim de identificar os parâmetros que mais influenciam a velocidade de migração dos combustíveis e as classificações de solos que possam garantir a impermeabilização adequada de bacias de contenção em casos de derramamentos.

Os resultados demonstraram que os parâmetros que mais exercem influência na migração de combustíveis no solo são a viscosidade dinâmica dos fluidos, a condutividade hidráulica e Índice de Plasticidade. Entre as observações destacadas, seguem:

- Combustíveis menos viscosos, como a gasolina e a nafta, apresentam maiores velocidades de migração, variando entre 2,57 m/d e 431,55 m/d para a gasolina e entre 1,94 m/d a 426,31 m/d para a nafta. Já os combustíveis mais viscosos, como o diesel e o QAV, apresentaram taxas de infiltração menores, variando entre 0,34 m/d e 431,14 m/d para o diesel e de 0,50 m/d a 428,71 m/d para o QAV.
- Adotando as maiores condutividades hidráulicas à água para os solos, os combustíveis apresentaram as maiores taxas de infiltração. As diferenças percentuais em relação à condutividade hidráulica à água variaram de 5.900% a 48.000% para a gasolina, de 1.000% a 5.800% para o diesel, de 6.000% a 28.000% para a nafta e de 2.000% a 9.700% para o QAV. Já ao adotar as menores condutividades hidráulicas à água para os solos, os combustíveis apresentaram as menores taxas de infiltração, com variações percentuais em relação à condutividade hidráulica à água de 34.000% a 836.000% para a gasolina, de 4.6000% a 102.000% para o diesel, de 28.000% a 633.000% para a nafta e de 7.4000% a 140.000% para o QAV.
- Ao adotar os maiores valores de Índice de Plasticidade para os solos, os combustíveis apresentaram as maiores taxas de infiltração. As diferenças percentuais em relação à condutividade hidráulica à água variaram de 38.000% a 504.0005% para a gasolina, de 4.800% a 66.000% para o diesel, de 24.900% a 400.000% para a nafta e de 7.500% a 97.000% para o QAV. Já ao adotar os menores Índices de Plasticidade, os combustíveis apresentaram as menores taxas de infiltração, com variações percentuais em relação à condutividade hidráulica à água de 20.000% a 337.000% para a gasolina, de 2.600% a 39.000% para o diesel, de 13.000% a 238.000% para a nafta e de 4.1000% a 59.000% para o QAV.

As simulações indicaram que as taxas de infiltração dos combustíveis são superiores às condutividades hidráulicas dos solos à água, corroborando os estudos realizados por Oliveira (2001) e Corseuil *et al.* (2020). Contrariamente ao comportamento da água no solo, as taxas de infiltração dos combustíveis são reduzidas conforme a diminuição do Índice de Plasticidade, resultado que pode ser atribuído a propriedades como molhabilidade, polaridade e constante dielétrica dos fluidos, além da saturação residual de água nos solos.

Portanto, para garantir maior eficiência na impermeabilização de bacias de contenção, é necessário que os solos apresentem baixa condutividade hidráulica à água e baixo Índice de Plasticidade. Essa combinação de características é mais comum em solos com frações de argilominerais pouco expansivos.

Desse modo, os resultados sugerem que utilizar a condutividade hidráulica à água como único critério para a impermeabilização de bacias de contenção, como estabelece a NBR 17505-2:2022, pode não ser suficiente para considerar o comportamento dos hidrocarbonetos de petróleo no solo.

5.1 RECOMENDAÇÕES

- Recomenda-se a revisão da NBR 17505-2:2022 para que seja considerada a influência dos efeitos da constante dielétrica e da presença de argilominerais na infiltração dos combustíveis no solo.
- Para trabalhos futuros, recomenda-se realizar uma análise comparativa do comportamento de diferentes texturas de argilas diante da infiltração por derivados de petróleo.
- Para a obtenção de resultados específicos para um determinado combustível e meio poroso, recomenda-se:
 - a. Realizar testes para a caracterização dos fluidos envolvidos, incluindo ensaios de densidade e viscosidade;
 - b. Realizar testes para a caracterização do meio poroso, como ensaios de plasticidade, condutividade hidráulica, saturação residual de água e porosidade.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). **Relatório de investigação de incidente na Refinaria de Paulínia (REPLAN)**. 2018. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/comunicacao-de-incidentes/arquivos-ci/relatoriofinalreplan20082018.pdf>>. Acesso em: jun. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). **Petróleo**. 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/producao-de-derivados-de-petroleo-e-processamento-de-gas-natural/producao-de-derivados-de-petroleo-e-processamento-de-gas-natural/petroleo>. Acesso em: ago. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). **Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2024**. 2024a. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/anuario-estatistico/anuario-estatistico-brasileiro-do-petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis-2024>. Acesso em: jun. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP). **Produção de derivados de petróleo e processamento de gás natural**. 2024b. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/producao-de-derivados-de-petroleo-e-processamento-de-gas-natural>>. Acesso em: jun. 2024.

ALKIKI, I. M.; ABDULNAFAA, M. D.; ALDAOOD, A. Geotechnical and other characteristics of cement-treated low plasticity clay. **Soils And Rocks**, v. 44, n. 1, p. 1-13, 31 mar. 2021. <http://dx.doi.org/10.28927/sr.2021.053120>.

ALBERTA ENERGY REGULATOR (AER). **Directive 55: Storage requirements for the upstream petroleum industry**. 2024. Disponível em: <https://static.aer.ca/prd/documents/directives/Directive055.pdf>. Acesso em: set. 2024.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API). **API Interactive LNAPL Guide. Versão 2.0. Subversão 2.0.4**. Blacksburg, Virgínia e Park City, Utah: The American Petroleum Institute's Soil and Groundwater Technical Task Force, 2004.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API). **Light Non-Aqueous Phase Liquid (LNAPL) Parameters Database**. Park City, Utah: American Petroleum Institute, 2006.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API). **LNAPL Distribution and Recovery Model (LDRM) – Volume 1: Distribution and recovery of petroleum hydrocarbon liquids media**. Austin, TX: American Petroleum Institute (API), jan. 2007a. Disponível em: https://www.api.org/-/media/Files/EHS/Clean_Water/Ground_Water_Quality/LNAPL/4760-v1.pdf. Acesso em: set. 2024.

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API). **LNAPL Distribution and Recovery Model (LDRM) – Volume 2: User and parameter selection guide**. Austin, TX: American Petroleum Institute (API), jan. 2007b. Disponível em: https://www.api.org/-/media/Files/EHS/Clean_Water/Ground_Water_Quality/LNAPL/4760-v2.pdf. Acesso em: set. 2024.

AMERICAN SOCIETY FOR TESTING AND MATERIALS (ASTM). **ASTM D2162-21: Standard Practice for Basic Calibration of Master Viscometers and Viscosity Oils Standards**. West Conshohocken, PA: ASTM Internacional, 2021.

AMORIM JÚNIOR, C. J. **Avaliação dos critérios de impermeabilização de bacias de contenção da norma ABNT NBR 17505-2/2006 para terminais de armazenamento de petróleo e derivados**. 2007. 114 f. Dissertação (Mestrado) – Curso de Engenharia Ambiental, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, SC, 2007.

ARAUJO, A. G.; SOUZA, J. C.; ALVES, E. C.; SILVA, I. L. A.; CORRECHEL, V. Aplicação de modelos de ajustes de curvas características solo água em solos tropicais. **Revista Mirante**, Anápolis, GO, v. 10, n. 5, p. 1-12, dez. 2017.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). **ABNT NBR 17505: Armazenagem de líquidos inflamáveis e combustíveis**. Rio de Janeiro, RJ, 2020.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). **NBR 17505-2: Armazenamento de líquidos inflamáveis e combustíveis. Parte 2: Armazenamento em tanques, vasos e recipientes portáteis**. Rio de Janeiro, RJ, 2022.

BARQUETTE, A V. **Avaliação da melhor localização do sistema de mistura em linha de diesel da REDUC**. 2008. 80 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia de Produção, PUC-Rio, Rio de Janeiro, RJ, 2008.

BASSO, J. B.; KIANG, C. H. Retardamento e dispersão hidrodinâmica de cobre, potássio e cloreto em solos residuais do subgrupo Itararé no Estado de São Paulo. **Águas Subterrâneas**, v. 31, n. 1, p. 117, fev. 2017. <http://dx.doi.org/10.14295/ras.v31i1.28638>.

BEAR, J. **Dynamics of Fluids in Porous Media**. New York: American Elsevier Pub. Co, 1972. 764 p.

BEAR, J. **Hydraulics of Groundwater**. New York: McGraw-Hill, 1979. 569 p.

BINMASTER. **Dielectric Constant Lookup Table**. Disponível em: <https://www.binmaster.com/dielectric-constant-lookup-table.html>. Acesso em: mai. 2024.

BITTENCOURT, D. M. A. **Geotecnia I - Classificação dos solos**. Goiânia, GO: PUC-Goiás, [S.d.]. 24 slides. Disponível em: https://professor.pucgoias.edu.br/SiteDocente/admin/arquivosUpload/17430/material/PUC_GEOI_05_Cap3_Classifica%C3%A7%C3%A3o.pdf. Acesso em: out. 2024.

BRADY, N. C. **Elementos da Natureza e Propriedades dos Solos**. 5. ed. São Paulo: F. Bastos, 1979. 647 p.

BROOKS, R. H.; COREY, A. T. Hydraulic Properties of Porous Media and Their Relation to Drainage Design. **Transactions of the ASAE**, v. 7, n. 1, p. 26-28, 1964. <http://dx.doi.org/10.13031/2013.40684>.

BROWN, K. W.; THOMAS, J. C. Conductivity of three commercially available clays to petroleum products and organic solvents. **Journal of Hazardous Wastes**, v. 1, p. 545-553, jan. 1984.

BUDHU, M.; GIESE JUNIOR, R. F.; CAMPBELL, G.; BAUMGRASS, L. The permeability of soils with organic fluids. **Canadian Geotechnical Journal**, Ottawa, v. 28, n. 1, p. 140-147, fev. 1991. <http://dx.doi.org/10.1139/t91-015>.

BURDINE, N. T. Relative Permeability Calculations from Pore Size Distribution Data. **Journal Of Petroleum Technology**, v. 5, n. 03, p. 71-78, mar. 1953. <http://dx.doi.org/10.2118/225-g>.

CAMPOS, A. C. S. L. **Características de compressibilidade de uma argila mole da Zona Industrial de Santa Cruz, Rio de Janeiro**. 2006. 175 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Civil, PUC-Rio, Rio de Janeiro, RJ, 2006.

CAMPOS, L. F. A.; MACEDO, R. S. de; KIYOHARA, P. K.; FERREIRA, H. C. Características de plasticidade de argilas para uso em cerâmica vermelha ou estrutural. **Cerâmica**, v. 45, n. 295, p. 140-145, maio 1999. <http://dx.doi.org/10.1590/s0366-69131999000500006>.

CARDOSO, L. S. P. **Estudo do transporte de poluentes imiscíveis em solos**. 2011. 149 f. Tese (Doutorado) - Curso de Energia e Ambiente, Universidade Federal da Bahia, Salvador, BA, 2011.

CARVALHO, J. C.; GITIRANA, G.; MACHADO, S.; MASCARENHA, M. M. A. **Solos Não Saturados no Contexto Geotécnico**. 1. ed. São Paulo: Associação Brasileira de Mecânica dos Solos e Engenharia Geotécnica, 2015. 759 p.

CARVALHO, L. A. **Condutividade hidráulica do solo no campo: As simplificações do método do perfil instantâneo**. 2002. 86 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Agronomia, Universidade de São Paulo, Piracicaba, SP, 2002.

CERBINO, L. C. **Comparação do limite de liquidez utilizando o aparelho de Casagrande e o Fall Cone**. 2018. 92 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Civil, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Macaé, RJ, 2018.

CERQUEIRA, R. C. V.; CARVALHO, M. F.; SOUSA, R. P.; MACHADO, S. L.; OLIVEIRA, I. B. Percolação de diesel e água em solo areno siltoso não saturado: uma abordagem experimental. **Geotecnia**, n. 147, p. 77-100, 21 nov. 2019. Coimbra University Press. <http://dx.doi.org/10.24849/j.geot.2019.147.06>.

CHARBENEAU, R. J.; WEAVER, J. W.; LIEN, B. K. **The Hydrocarbon Spill Screening Model (HSSM) Volume 2: Theoretical Background and Source Codes**. U.S.E.P.A Publication, v. EPA/600/R-94/039b, p. 1-259, 1995.

CORRÊA, J. C. Limites de consistência de solos da Amazônia Central e sua importância agrícola. **Pesquisa Agropecuária Brasileira**, Brasília, DF, v. 17, n. 6, p. 917-921, jun. 1982.

CORSEUIL, H. X.; SCHNEIDER, M. R.; GIACHINI, A. J.; FILHO, A. M. S. **Avaliação da eficiência de impermeabilização de bacias de contenção em áreas petrolíferas**. 1. ed. Florianópolis: Editora da UFSC, 2020.

COSTA, T. G. A. **Estimativa dos parâmetros da equação de Van Genuchten com dados de umidade do solo e modelagem inversa com Hydrus-1D**. 2019. 54 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Ciência do Solo, Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, CE, 2019.

CUNHA, C. L. S. **Estudo das características de compressibilidade unidimensional e plasticidade de misturas de argila e areia**. 2012. 127 F. Dissertação (Mestrado) – Curso de Engenharia Civil, Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, ES, 2012.

CRUZ, J. F. M. **Caracterização de gasolinas por espectroscopia FT- Raman**. 2003. 130 f. Tese (Doutorado) - Curso de Química, Departamento de Química, PUC-Rio, Rio de Janeiro, RJ, 2003.

DANIEL, D. E.; BENSON, C. H. Water Content-Density Criteria for Compacted Soil Liners. **Journal Of Geotechnical Engineering**, v. 116, n. 12, p. 1811-1830, dez. 1990. [http://dx.doi.org/10.1061/\(asce\)0733-9410\(1990\)116:12\(1811\)](http://dx.doi.org/10.1061/(asce)0733-9410(1990)116:12(1811)).

DANTAS NETO, A. A.; GURGEL, A. **Refino de Petróleo E Petroquímica**. Natal: Universidade Federal do Rio Grande do Norte, [S.d.]. 244 slides. Disponível em: http://nupeg.ufrn.br/downloads/deq0370/curso_refino_ufrn-final_1.pdf. Acesso em: jun. 2024.

DAS, B. M.; SOBHAN, K. **Fundamentos de Engenharia Geotécnica**. 8. ed. São Paulo: Cengage Learning, 2014. 616 p.

FONTES, M. P. F. **Intemperismo de rochas e minerais**. In: KER, J.C.; CURTI, N.; SCHAEFER, C.E.G.R; VIDAL-TORRADO, P. *Pedologia, fundamentos*. Sociedade Brasileira de ciência do solo, Viçosa, MG. p. 171-206. 2012.

FICHA DE INFORMAÇÃO DE SEGURANÇA DE PRODUTO QUÍMICO (FISPQ). **Nafta Petroquímica**. 2014. Disponível em: < <https://transpetro.com.br/lumis/portal/file/fileDownload.jsp?fileId=8A9D2A7C7293ED860172EEF0A1D010F6>>. Acesso em: mai. 2024.

FICHA DE INFORMAÇÃO DE SEGURANÇA DE PRODUTO QUÍMICO (FISPQ). **Gasolina A**. 2019. Disponível em: < <https://www.vibraenergia.com.br/sites/default/files/2021-08/seguranca-gasolina-a-comum.pdf>>. Acesso em: mai. 2024.

FICHA DE INFORMAÇÃO DE SEGURANÇA DE PRODUTO QUÍMICO (FISPQ). **Óleo Diesel B S10**. 2021. Disponível em: < <https://www.vibraenergia.com.br/sites/default/files/pdfs/fispq-comb-oleodiesel-auto-oleodiesel-b-s10-petrobras-grid.pdf>>. Acesso em: mai. 2024.

FREDLUND, D. G.; RAHARDJO, H. **Soil Mechanics for Unsaturated Soils**. Hoboken: John Wiley & Sons, 1993. 544 p.

GARCIA, M. V. C. **Avaliação de parâmetro transmissividade de LNAPLs para a gestão de áreas contaminadas no estado de São Paulo**. 2019. 86 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Ciências, Instituto de Ciências Ambientais, Químicas e Farmacêuticas, Universidade Federal de São Paulo, Diadema, SP, 2019.

GHANBARIAN-ALAVIJEH, B.; LIAGHAT, A.; HUANG, G.; VAN GENUCHTEN, M. T. Estimation of the Van Genuchten Soil Water Retention Properties from Soil Textural Data. **Pedosphere**, v. 20, n. 4, p. 456-465, ago. 2010. [http://dx.doi.org/10.1016/s1002-0160\(10\)60035-5](http://dx.doi.org/10.1016/s1002-0160(10)60035-5).

GITIRANA, G. F. N.; FREDLUND, D. G. Soil-Water Characteristic Curve Equation with Independent Properties. **Journal Of Geotechnical and Geoenvironmental Engineering**, v. 130, n. 2, p. 209-212, fev. 2004. [http://dx.doi.org/10.1061/\(asce\)1090-0241\(2004\)130:2\(209\)](http://dx.doi.org/10.1061/(asce)1090-0241(2004)130:2(209)).

GREEN, W. H.; AMPT, G. A. Studies on soil physics: Part I - The flow of air and water through soils. **Journal Of Agricultural Science**, v. 4, n. -, p. 1-24, mai. 1911.

GRIM, R. E. Applied Clay Mineralogy. **Geologiska Föreningen I Stockholm Förhandlingar**, v. 84, n. 4, p. 533-533, nov. 1962. <http://dx.doi.org/10.1080/11035896209447314>.

HALLIDAY, D.; RESNICK, R.; RESNICK, R. **Física 2**. Rio de Janeiro: Livros Técnicos e Científicos Editora, S.A, 1979. 383 p.

HETTIARATCHI, J. P. A.; HRUDEY, S. E. Influence of Contaminant Organic-Water Mixtures on Shrinkage of Impermeable Clay Soils with Regard to Hazardous Waste Landfill Liners. **Hazardous Waste and Hazardous Materials**, v. 4, n. 4, p. 377-388, jan. 1987. <http://dx.doi.org/10.1089/hwm.1987.4.377>.

HILLEL, D. **Soil and water: physical principles and processes**. 3 ed. New York: Academic, 1972. 288 p.

HODNETT, M. G.; TOMASELLA, J. Marked differences between Van Genuchten soil water-retention parameters for temperate and tropical soils: A new water-retention pedo-transfer functions developed for tropical soils. **Geoderma**, v. 108, n. 3-4, p. 155-180, ago. 2002. [http://dx.doi.org/10.1016/s0016-7061\(02\)00105-2](http://dx.doi.org/10.1016/s0016-7061(02)00105-2).

HULING, S. G.; WEAVER, J. W. **Dense Nonaqueous Phase Liquids, Groundwater Issue, EPA/540/4-91-002**, U. S. EPA, R.S. Kerr Environmental Research Laboratory, Ada, OK, 1991, 21 p.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). **Brazil**. 2024. Disponível em: <https://www.iea.org/countries/brazil>. Acesso em: jun. 2024.

INTERNATIONAL TECHNICAL REGULATORY COUNCIL (ITRC). **Appendix B – Natural Source Zone Depletion (NSZD) Appendix**. 2018a. Disponível em: <https://lnapl-3.itrcweb.org/appendix-b-natural-source-zone-depletion-nszd-appendix/>. Acesso em: jun. 2022.

INTERNATIONAL TECHNICAL REGULATORY COUNCIL (ITRC). **Glossary**. 2018b. Disponível em: <https://lnapl-3.itrcweb.org/glossary/>. Acesso em: jun. 2024.

IOWA DEPARTMENT OF NATURAL RESOURCES (DNR). **DNR responding to train derailment, crude oil spill**. 2018. Disponível em: <<https://www.iowadnr.gov/About-DNR/DNR-News-Releases/ArticleID/1943/DNR-responding-to-train-derailment-crude-oil-spill>>. Acesso em: jun. 2024.

JALBERT, M.; DANE, J. H. Correcting Laboratory Retention Curves for Hydrostatic Fluid Distributions. **Soil Science Society of America Journal**, v. 65, n. 3, p. 648-654, 2001. <http://dx.doi.org/10.2136/sssaj2001.653648x>.

KIEHL, E. J. **Manual de edafologia: Relações solo-planta**. São Paulo: Ceres, 1979. 264 p.

KLEIN, V. A.; LIBARDI, P. L. Condutividade hidráulica de um Latossolo Roxo, não saturado, sob diferentes sistemas de uso e manejo. **Ciência Rural**, v. 32, n. 6, p. 945-953, dez. 2002. <http://dx.doi.org/10.1590/s0103-84782002000600006>.

KOHNO, M.; NARA, Y.; KATO, M.; NISHIMURA, T. Effects of clay-mineral type and content on the hydraulic conductivity of bentonite–sand mixtures made of Kunigel bentonite from Japan. **Clay Minerals**, v. 53, n. 4, p. 721-732, dez. 2018. <http://dx.doi.org/10.1180/clm.2018.52>.

KRAUSKOPF, K. **Introdução à Geoquímica**. 1 ed. São Paulo: Editora Polígono, 1972. 294 p.

LAMBE, T. W.; WHITMAN, R. V. **Soil Mechanics**. New York: John Wiley & Sons, 1979. 553 p.

LEONG, E. C.; RAHARDJO, H. Review of Soil-Water Characteristic Curve Equations. **Journal Of Geotechnical and Geoenvironmental Engineering**, v. 123, n. 12, p. 1106-1117, 1997. [http://dx.doi.org/10.1061/\(asce\)1090-0241\(1997\)123:12\(1106\)](http://dx.doi.org/10.1061/(asce)1090-0241(1997)123:12(1106)).

LI, J.; SMITH, J. A.; WINQUIST, A. S. Permeability of Earthen Liners Containing Organobentonite to Water and Two Organic Liquids. **Environmental Science & Technology**, v. 30, n. 10, p. 3089-3093, 1 set. 1996. <http://dx.doi.org/10.1021/es960172p>.

LIMA, V. C. **O solo no meio ambiente**. 1 ed. Curitiba: Governo do Estado do Paraná, 2007. 130 p.

LU, C.; QIN, W.; ZHAO, G.; ZHANG, Y.; WANG, W. Better-Fitted Probability of Hydraulic Conductivity for a Silty Clay Site and Its Effects on Solute Transport. **Water**, v. 9, n. 7, p. 466, 27 jun. 2017. <http://dx.doi.org/10.3390/w9070466>.

LUCIANO, R. V.; ALBUQUERQUE, J. A.; COSTA, A.; BATISTELLA, B.; WARMLING, M. T. Atributos físicos relacionados à compactação de solos sob vegetação nativa em região de altitude no Sul no Brasil. **Revista Brasileira de Ciência do Solo**, v. 36, n. 6, p. 1733-1744, out. 2012. <http://dx.doi.org/10.1590/S0100-06832012000600007>.

MACHADO, S. L.; SOUZA, V. A. D.; PORTELLA, R. B.; CARDOSO, L. P.; LINHEIRO JR, A. C. C.; LOPES, D. O. M. Estudos Geotécnicos e de Viabilidade para Adequação de Bacias de Contenção de Tanques em Terminais do Nordeste. **Relatório Técnico**. 2008.

MAGALHÃES, P. R. F.; SOARES, A. B. Uso de argilas expansivas em camadas de impermeabilização de coberturas de aterros sanitários no Nordeste do Brasil. **Engenharia Sanitária e Ambiental**, v. 26, n. 6, p. 1069-1077, dez. 2021. <http://dx.doi.org/10.1590/s1413-415220200206>.

MARQUES, J. D. O. **Horizontes pedogenéticos e sua relação com camadas hidráulicas do solo**. 2000. 86 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Agronomia, Universidade de São Paulo, Piracicaba, SP, 2000.

MARTINEZ, M. A.; TIMM, L. C.; MARTINS, J. H.; FERREIRA, P. A. Efeito da textura do solo sobre os parâmetros de alguns modelos matemáticos usados para estimar a curva de retenção de água no solo. **Revista Engenharia na Agricultura**, Viçosa, v. 4, n. 48, p. 1-9, 1995.

MATAI, P. **Características e propriedades do petróleo**. São Paulo: Universidade de São Paulo, [S.d.] 20 slides. Disponível em: https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/8046611/mod_resource/content/1/Caracter%C3%A Dsticas%20e%20propriedades%20do%20petr%C3%B3leo.pdf. Acesso em: ago. 2024.

MCCAULOU, D. R.; HULING, S. G. Compatibility of Bentonite and DNAPLs. **Groundwater Monitoring & Remediation**, v. 19, n. 2, p. 78-86, mai. 1999. <http://dx.doi.org/10.1111/j.1745-6592.1999.tb00208.x>.

MELEGARI, S. P.; OLIVEIRA, J. C.; COELHO, J. I. E.; CORSEUIL, H. X. **Avaliação da eficiência de bacias de contenção associada a possíveis derramamentos de hidrocarbonetos de petróleo**. In: XIII Congresso Brasileiro de Águas Subterrâneas, 2004, Cuiabá, MT.

MELO, C. L.; NETO, A. C. B.; CAICEDO, N. O. L.; SCHWARZ, M. R. Contaminação do Lençol Freático pelo Vazamento de óleo na Refinaria Presidente Getúlio Vargas – REPAR, Município de Araucária, Paraná. **Revista Brasileira de Recursos Hídricos**, v. 8, n. 1, p. 13-19, 2003. <http://dx.doi.org/10.21168/rbrh.v8n1.p13-19>.

MERCER, J. W.; COHEN, R. M. A review of immiscible fluids in the subsurface: Properties, Models, Characterization and Remediation. **Journal Of Contaminant Hydrology**, Amsterdam, v. 6, n. 2, p. 107-163, set. 1990. [http://dx.doi.org/10.1016/0169-7722\(90\)90043-G](http://dx.doi.org/10.1016/0169-7722(90)90043-G).

MICHEL, J. 1991 Gulf War Oil Spill. In: **Oil Spill Science and Technology**. Gulf Professional Publishing, 2011, p. 1127-1132.

MITCHELL, J. K.; SOGA, K. **Fundamentals of Soil Behavior**. 3. ed. New York: Wiley, 2005. 592 p.

MONTEIRO, A. G. **Metodologia de avaliação de custos ambientais provocados por vazamento de óleo – O estudo de caso do Complexo REDUC-DTSE**. 2003. Tese (Doutorado em Planejamento Energético e Ambiental) – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, 2003.

MORAIS, J. J. O. **Caracterização geotécnica da expansividade de um solo argiloso do município de Paulista-PE**. 2017. 129 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Civil, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, PE, 2017.

NASCIMENTO, P. S.; BASSOI, L. H.; PAZ, V. P. S.; VAZ, C. M. P.; NAIME, J. M.; MANIERI, J. M. **Estudo comparativo de métodos para a determinação da curva de retenção de água no solo**. Embrapa Semiárido, Botucatu, SP, v. 15, n. 2, p. 193-207, jun. 2010.

NEWELL, C. J.; ACRE, S. D.; ROSS, R. R.; HULING, S. G. **Light Nonaqueous Phase Liquids**. Washington, D.C.: Environmental Protection Agency, Office of Research and Development, Office of Solid Waste and Emergency Response, 1995. Disponível em: <http://www.coamb.eng.uerj.br/download/coamb-RSGA-Volume-1.pdf>. Acesso em: out. 2024.

NOBRE, E. M. G. **Estudo experimental da condutividade hidráulica de solo argiloso compactado: contaminação por gasolina**. 2004. 90 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Civil, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, PE, 2004.

O'GREEN, A. T. Soil Water Dynamics. **Nature Education Knowledge**, Davis, California, v. 4, n. 5, p. 1-9, 2013.

OCHSNER, T. E. **Rain or Shine: An introduction to soil physical properties and processes**. Stillwater: Oklahoma State University, 2017.

OLIVEIRA, J. C. S. **Contaminação de sedimentos argilosos por combustíveis automotivos: problema de avaliação da permeabilidade**. 2001. 203 f. Tese (Doutorado) – Curso de Geologia, Universidade Federal da Bahia, Salvador, BA, 2001.

ORGANIZAÇÃO DAS NAÇÕES UNIDAS PARA A ALIMENTAÇÃO E A AGRICULTURA (FAO). **Field test for plasticity of soils**. Disponível em: https://www.fao.org/fishery/static/FAO_Training/FAO_Training/General/x6706e/x6706e08.htm. Acesso em: out. 2024.

PARKER, C. J; WADDILL, D. W; JOHNSON, J. **UST Corrective Action Technology. National Risk Management Research Laboratory Office of Research and development**. U.S Environmental Protection Agency, 1995.

PATRICIO, M. E. L. S.; SCHNEIDER, M. R.; MIOTLINSKI, K. Z.; GIACHINI, A. J.; QUADROS, A. M. Simulação matemática do transporte de óleo mineral isolante na zona vadosa considerando a constante dielétrica e o índice de plasticidade. **Águas Subterrâneas**, v. 34, n. 3, p. 340-347, 14 nov. 2020. <http://dx.doi.org/10.14295/ras.v34i3.29501>.

PEREIRA, E. M. **Estudo do comportamento à expansão de materiais sedimentares da Formação Guabirotuba em ensaios com sucção controlada**. 2004. 227 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Geotécnica, Universidade de São Paulo, São Carlos, SP, 2004.

PEREIRA, J. S.; JESUS, T. S.; OLSZESKI, N.; MENDES, A. M. S.; GRANJA, G. P. **Porosidade e densidade de solos sob uso agrícola no município de Sobradinho-BA**. In: Congresso Brasileiro de Ciências do Solo, 34., 2013, Florianópolis, SC. Viçosa, MG: Sociedade Brasileira de Ciência do Solo, 2013. p. 1-4.

PEREIRA, M. G.; ANJOS, L. H. C.; PINHEIRO JUNIOR, C. R.; PINTO, L. A. S. R.; SILVA NETO, E. C.; FONTANA, A. Formação e caracterização de solos. **Formação, Classificação e Cartografia dos Solos**, p. 1-20, set. 2019. <http://dx.doi.org/10.22533/at.ed.3481923091>.

PETROBRAS. 2024a. **Refino: tecnologia que cria várias soluções com uma única matéria-prima.** Disponível em: <<https://www.petrobras.com.br/quem-somos/refino#:~:text=Possu%C3%ADmos%20e%20operamos%2011%20refinarias,o%20nosso%20parque%20de%20refino>>. Acesso em: jun. 2024.

PETROBRAS. **Gasolina.** 2024b. Disponível em: <https://petrobras.com.br/quem-somos/gasolina>. Acesso em: set. 2024.

PETROBRAS. **Óleo Diesel.** 2024c. Disponível em: <https://petrobras.com.br/quem-somos/oleo-diesel>. Acesso em: set. 2024.

PETROBRAS. **Querosene de aviação.** 2024d. Disponível em: <https://petrobras.com.br/quem-somos/querosene-de-avicao>. Acesso em: set. 2024.

PINTO, J. L. T. M. G. **Determinação de propriedades hidráulicas de solos residuais do Rio de Janeiro.** 2013. 169 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Civil, PUC-Rio, Rio de Janeiro, RJ, 2013.

POKRAJAC, D.; DELETIC, A. Experimental Study of LNAPL Migration in the Vicinity of a Steep Groundwater Table. **Soils And Foundations**, v. 46, n. 3, p. 271-280, jun. 2006. <http://dx.doi.org/10.3208/sandf.46.271>.

POWERS, S. E.; LOUREIRO, C. O.; ABRIOLA, L. M.; WEBER, W J. Theoretical study of the significance of nonequilibrium dissolution of nonaqueous phase liquids in subsurface systems. **Water Resources Research**, v. 27, n. 4, p. 463-477, abr. 1991. <http://dx.doi.org/10.1029/91wr00074>.

RECKZIEGEL, N. L.; AQUINO, L. S.; TIMM, L. C.; BASSOI, L. H.; VAZ, C. M. P.; MANIERI, J. M.; TAVARES, V. E. Q. **Parâmetros de ajuste da equação de Van Genuchten e sua variabilidade espacial em um neossolo quartzarênico em Petrolina-PE.** In: Congresso de Iniciação Científica, 16., 2007, Petrolina, PE. Pelotas, PR: Universidade Federal de Pelotas, 2007. p. 1-5.

REFINARIA RIO GRANDENSE. **Nafta petroquímica.** 2009. Disponível em: <https://www.refinariariograndense.com.br/site/Pages/produtos/produtos/produto.aspx?id=7>. Acesso em: set. 2024.

REICHARDT, K.; TIMM, L. C. **Solo, planta e atmosfera: conceitos, processos e aplicações.** 2 ed. Barueri, SP: Editora Manole, 2012. 500 p.

RIBEIRO, K. D.; MENEZES, S. M.; MESQUITA, M. G. B. F.; SAMPAIO, F. M. T. Propriedades físicas do solo, influenciadas pela distribuição de poros, de seis classes de solos da região de Lavras-MG. **Ciência e Agrotecnologia**, v. 31, n. 4, p. 1167-1175, ago. 2007. <http://dx.doi.org/10.1590/s1413-70542007000400033>.

RIBEIRO, K. D.; SOUZA, L. K. Limites de Atterberg e sua correlação com a granulometria e matéria orgânica dos solos. **Brazilian Journal of Biosystems Engineering**, Formiga, MG, v. 12, n. 2, p. 185-196, 2018. <http://dx.doi.org/10.18011/bioeng2018v12n2p185-196>.

RODRIGUES, G. I. B. **Estudo da condutividade hidráulica em argila compactada saturada e da interação físico-química quando percolada por fluidos contaminantes e biossurfactante**. 2010. 116 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Civil, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, PE, 2010.

SANTOS, E. P. **Comportamento das curvas de saturação da água e LNAPL em solo da formação Rio Claro**. 2014. 136 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Geociências e Meio Ambiente, Universidade Estadual Paulista, Rio Claro, SP, 2014.

SANTOS, P. S. **Tecnologia de Argilas**. 1 ed. São Paulo: SP Editora da Universidade de São Paulo, 1975. 802 p.

SARA, M. N. **Site assessment and Remediation Handbook**. 2 ed, Lewis Publishers, 2003. 1160 p.

SCHLOSSER, R. T. **Influência de características físicas, químicas e mineralógicas de dois latossolos na movimentação de diesel e biodiesel**. 2017. 127 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Saneamento, Meio Ambiente e Recursos Hídricos, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, MG, 2017.

SCHMIDT, C. A. B. **Remediação in situ de solos e águas subterrâneas contaminados por líquidos orgânicos não miscíveis em água (NAPLs). Volume 1**. Rio de Janeiro: COAMB/FEN/UERJ, 2010. Disponível em: <http://www.coamb.eng.uerj.br/download/coamb-RSGA-Volume-1.pdf>. Acesso em: set. 2024.

SCHNEIDER, M. R. **Intemperismo de Fontes de Contaminação em Aquíferos Impactados por Derramamentos de Gasolina e Álcool**. 2005. 176 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Ambiental, Departamento de Engenharia Sanitária e Ambiental, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, SC, 2005.

SILVA, C. A. T.; CEZAR, T. C. M.; NÓBREGA, L. H. P. Porosidade de latossolos e práticas de manejo agrícola para a conservação do solo. **Revista Varia Scientia Agrárias**, Cascavel, PR, v. 2, n. 2, p. 153-164, 2012.

SMITH, M.; BOSMAN, J. **Keystone Pipeline leaks 210,00 gallons of oil in South Dakota**. The New York Times, 2017. Disponível em: <https://www.nytimes.com/2017/11/16/us/keystone-pipeline-leaks-south-dakota.html>. Acesso em: jun. 2024.

SORIANO, A. U.; SCHNEIDER, M. R.; BAESSA, M. P. M.; BORTOLASSI, A. C. C.; GIACHINI, A. J. **Remediação de áreas contaminadas por vazamentos de hidrocarbonetos de petróleo e biocombustíveis: protocolo técnico**. 1 ed. Rio de Janeiro: Synergia, 2023. 348 p.

SOTO, M. A.; SANTOS, E. P.; KIANG, C. H. Avaliação da saturação efetiva ar-LNAPL em solos lateríticos com distribuição multimodal de tamanho de poros. **Águas Subterrâneas**, v. 33, n. 1, p. 102-108, mar. 2019. <http://dx.doi.org/10.14295/ras.v33i1.29192>.

SOUZA, A. J.; AMORIM JÚNIOR, C. J.; COELHO, J. I. E.; CORSEUIL, H. X. **Avaliação do transporte de derivados de petróleo na zona não saturada do solo em cenários de derramamentos acidentais de bacias de contenção de terminais de armazenamento**. In: Congresso Brasileiro de Engenharia Sanitária e Ambiental, 25., 2009, Recife, PE. 2009. p. 1-12.

SUGUIO, K. **Geologia sedimentar**. 1 ed São Paulo: Edgard Blücher Ltda./Edusp, 2003. 400 p.

STRUCTX. **Soil properties: index properties**. Disponível em: https://structx.com/Soil_Properties_007.html. Acesso em: out. 2024.

TÁVORA, B. E. **Estudo da contaminação do lençol freático por hidrocarbonetos utilizando modelagem computacional**. 2010. 78 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Tecnologia Ambiental e Recursos Hídricos, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 2010.

UNITED STATES ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY (U. S. EPA). **Uzbekistan oil well release – EPA after-action report**. jul. 1992. Disponível em: <https://nepis.epa.gov/Exe/ZyPDF.cgi/91023DTP.PDF?Dockkey=91023DTP.PDF>. Acesso em: jun. 2024.

UNITED STATES ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY (U. S. EPA). **SPCC Guidance for regional inspectors: Office of emergency management**, dez. 2013. Disponível em: https://www.epa.gov/sites/default/files/2014-04/documents/spcc_guidance_fulltext_2014.pdf. Acesso em: set. 2024.

UNITED STATES ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY (U. S. EPA). **40 CFR Part 112. Oil Pollution Prevention and Response**. Non Transportation-Related Onshore and Offshore Facilities; Final Rule. 2019. Disponível em: https://www.epa.gov/sites/default/files/2014-04/documents/b_40cfr112.pdf. Acesso em: set. 2024.

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO. **Apostila - Arquitetura e Propriedades Físicas do Solo**. 2016. Disponível em: https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/917327/mod_resource/content/2/Apostila%20-%20Arquitetura%20e%20Propriedades%20F%C3%ADscas%20do%20Solo.pdf. Acesso em: set. 2024.

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO. **Física do solo**. São Paulo: USP, [S.d.]. Disponível em: https://edisciplinas.usp.br/pluginfile.php/2749790/mod_resource/content/1/Apostila_LSN_31_0_F%C3%ADsica%20do%20Solo.pdf. Acesso em: set. 2024.

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA (UFSC). **SUITE de simuladores para prevenção e gerenciamento de áreas contaminadas**: versão 1.0.2. Florianópolis: Núcleo Ressacada de Pesquisas em Meio Ambiente (REMA)/Centro de Pesquisas, Desenvolvimento e Inovação Leopoldo Américo Miguez de Mello (CENPES/Petrobras), 2024.

VAN GENUCHTEN, M. T. A Closed-form Equation for Predicting the Hydraulic Conductivity of Unsaturated Soils. **Soil Science Society of America Journal**, v. 44, n. 5, p. 892-898, set. 1980. <http://dx.doi.org/10.2136/sssaj1980.03615995004400050002x>.

VIEIRA, M. L. **Propriedades físico-hídrico-mecânicas do solo e rendimento de milho submetido a diferentes sistemas de manejo**. 2006. 115 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Agronomia, Universidade de Passo Fundo, Passo Fundo, RS, 2006.

**APÊNDICE A – VELOCIDADE DE MIGRAÇÃO DOS COMBUSTÍVEIS EM
FUNÇÃO DA CONDUTIVIDADE HIDRÁULICA**

Tabela 1 – Velocidade de migração no solo argilo-siltoso em função da condutividade hidráulica.

Combustível	$K_{sw} = 1,85E-06$ m/s		$K_{sw} = 5,64E-08$ m/s		$K_{sw} = 5,00E-09$ m/s	
	m/s	m/d	m/s	m/d	m/s	m/d
Gasolina	4,26E-04	36,82	7,69E-05	6,64	2,31E-05	1,99
Diesel	4,91E-05	4,24	9,71E-06	0,84	2,82E-06	0,24
Nafta	2,82E-04	24,39	5,90E-05	5,09	1,74E-05	1,50
QAV	8,98E-05	7,76	1,50E-05	1,30	4,21E-06	0,36

Fonte: Autora (2024).

Tabela 2 – Velocidade de migração no solo franco-argiloso em função da condutividade hidráulica.

Combustível	$K_{sw} = 1,39E-06$ m/s		$K_{sw} = 7,06E-07$ m/s		$K_{sw} = 2,53E-07$ m/s	
	m/s	m/d	m/s	m/d	m/s	m/d
Gasolina	2,69E-04	23,23	1,80E-04	15,57	8,55E-05	7,39
Diesel	3,41E-05	2,94	2,25E-05	1,95	1,16E-05	1,00
Nafta	1,98E-04	17,08	1,37E-04	11,80	7,15E-05	6,18
QAV	5,43E-05	4,69	3,57E-05	3,08	1,87E-05	1,61

Fonte: Autora (2024).

Tabela 3 – Velocidade de migração no solo argiloso (caulinita) em função da condutividade hidráulica.

Combustível	$K_{sw} = 1,30E-05$ m/s		$K_{sw} = 7,42E-07$ m/s		$K_{sw} = 3,61E-09$ m/s	
	m/s	m/d	m/s	m/d	m/s	m/d
Gasolina	7,69E-04	66,48	2,84E-04	24,55	2,15E-05	1,86
Diesel	1,39E-04	12,01	3,46E-05	2,99	2,03E-06	0,18
Nafta	7,90E-04	68,25	2,06E-04	17,84	1,63E-05	1,41
QAV	2,60E-04	22,46	5,64E-05	4,87	3,91E-06	0,34

Fonte: Autora (2024).

Tabela 4 – Velocidade de migração no solo argiloso (montmorilonita) em função da condutividade hidráulica.

Combustível	$K_{sw} = 2,90E-07$ m/s		$K_{sw} = 9,00E-09$ m/s		$K_{sw} = 5,30E-10$ m/s	
	m/s	m/d	m/s	m/d	m/s	m/d
Gasolina	1,39E-04	11,99	3,21E-05	2,78	5,38E-07	0,38
Diesel	1,68E-05	1,45	3,92E-06	0,34	5,38E-07	0,05
Nafta	8,00E-05	6,91	2,25E-05	1,94	3,36E-06	0,29
QAV	2,81E-05	2,43	5,81E-06	0,50	7,44E-07	0,06

Fonte: Autora (2024).

APÊNDICE B – DIFERENÇAS PERCENTUAIS ENTRE A TAXA DE INFILTRAÇÃO DOS COMBUSTÍVEIS E A CONDUTIVIDADE HIDRÁULICA DO SOLO À ÁGUA

Tabela 1 – Diferença percentual da taxa de infiltração dos combustíveis em relação à condutividade hidráulica do solo à água, variando a condutividade hidráulica à água.

Solo	Combustível	Maior K_{sw} (%)	K_{sw} Intermediário (%)	Menor K_{sw} (%)
Argilo-siltoso	Gasolina	23.038	136.267	461.800
	Diesel	2.652	17.216	56.458
	Nafta	15.260	104.554	347.641
	QAV	4.856	26.643	84.229
Franco-argiloso	Gasolina	19.345	25.531	33.813
	Diesel	2.450	3.190	4.575
	Nafta	14.223	19.343	28.278
	QAV	3.909	5.051	7.375
Argila Caulinita	Gasolina	5.919	38.296	595.200
	Diesel	1.069	4.659	56.328
	Nafta	6.076	27.829	450.811
	QAV	2.000	7.598	108.281
Argila Montmorilonita	Gasolina	47.858	356.972	835.893
	Diesel	5.782	43.522	101.584
	Nafta	27.571	250.125	633.148
	QAV	9.701	64.567	140.370

Fonte: Autora (2024).

Tabela 2 – Diferença percentual da taxa de infiltração dos combustíveis em relação à condutividade hidráulica do solo à água, variando o Índice de Plasticidade.

Solo	Combustível	Menor IP (%)	IP Intermediário (%)	Maior IP (%)
Argilo-siltoso	Gasolina	64.260	136.267	240.859
	Diesel	7.926	17.216	24.909
	Nafta	47.469	104.554	150.828
	QAV	12.607	26.643	37.981
Franco-argiloso	Gasolina	20.369	25.531	37.947
	Diesel	2.580	3.190	4.825
	Nafta	13.211	19.343	24.932
	QAV	4.098	5.051	7.502
Argila Caulinita	Gasolina	36.657	38.296	39.911
	Diesel	4.659	4.677	5.467
	Nafta	26.997	27.829	31.092
	QAV	7.321	7.598	8.604
Argila Montmorilonita	Gasolina	337.213	356.972	503.835
	Diesel	39.389	43.522	66.273
	Nafta	238.502	250.125	399.733
	QAV	59.148	64.567	96.836

Fonte: Autora (2024).

**APÊNDICE C – VELOCIDADE DE MIGRAÇÃO DOS COMBUSTÍVEIS EM
FUNÇÃO DO ÍNDICE DE PLASTICIDADE**

Tabela 1 – Velocidade de migração no solo argilo-siltoso em função do IP.

Combustível	IP = 4,9%		IP = 16%		IP = 40%	
	m/s	m/d	m/s	m/d	m/s	m/d
Gasolina	3,62E-05	3,13	7,69E-05	6,64	1,36E-04	11,74
Diesel	4,47E-06	0,39	9,71E-06	0,84	1,40E-05	1,21
Nafta	2,68E-05	2,31	5,90E-05	5,09	8,51E-05	7,35
QAV	7,11E-06	0,61	1,50E-05	1,30	2,14E-05	1,85

Fonte: Autora (2024).

Tabela 2 – Velocidade de migração no solo franco-argiloso em função do IP.

Combustível	IP = 5,2%		IP = 7,2%		IP = 15%	
	m/s	m/d	m/s	m/d	m/s	m/d
Gasolina	1,44E-04	12,42	1,80E-04	15,57	2,68E-04	23,15
Diesel	1,82E-05	1,57	2,25E-05	1,95	3,41E-05	2,94
Nafta	9,33E-05	8,06	1,37E-04	11,80	1,76E-04	15,21
QAV	2,89E-05	2,50	3,57E-05	3,08	5,30E-05	4,58

Fonte: Autora (2024).

Tabela 3 – Velocidade de migração no solo argiloso (caulinita) em função do IP.

Combustível	IP = 14,5%		IP = 19,4%		IP = 47,7%	
	m/s	m/d	m/s	m/d	m/s	m/d
Gasolina	2,72E-04	23,50	2,84E-04	24,55	2,96E-04	25,59
Diesel	3,45E-05	2,99	3,46E-05	3,00	4,06E-05	3,50
Nafta	2,00E-04	17,31	2,06E-04	17,84	2,31E-04	19,93
QAV	5,43E-05	4,69	5,64E-05	4,87	6,38E-05	5,52

Fonte: Autora (2024).

Tabela 4 – Velocidade de migração no solo argiloso (montmorilonita) em função do IP.

Combustível	IP = 24%		IP = 29,8%		IP = 215%	
	m/h	m/s	m/h	m/s	m/h	m/s
Gasolina	3,03E-05	2,62	3,21E-05	2,78	4,53E-05	3,92
Diesel	3,54E-06	0,31	3,92E-06	0,34	5,96E-06	1,21
Nafta	2,15E-05	1,85	2,25E-05	1,94	3,60E-05	3,11
QAV	5,32E-06	0,46	5,81E-06	0,50	8,72E-06	0,75

Fonte: Autora (2024).

**APÊNDICE D – VELOCIDADE DE MIGRAÇÃO DOS COMBUSTÍVEIS EM
FUNÇÃO DO TIPO DE SOLO**

Tabela 1 – Velocidade de migração da gasolina em função do tipo de solo.

Solo	Velocidade		
	m/h	m/s	m/d
Areia	17,981	4,99E-03	431,55
Areia-franca	1,018	2,83E-04	24,42
Franco-arenosa	2,888	8,02E-04	69,32
Franca	1,319	3,66E-04	31,66
Franco-argilosa	0,649	1,80E-04	15,57
Argilo-siltosa	0,277	7,69E-05	6,64
Argilo-arenosa	5,804	1,61E-03	139,30
Argila (Caulinita)	1,023	2,84E-04	24,55
Argila (Montmorilonita)	0,107	2,98E-05	2,57

Fonte: Autora (2024).

Tabela 2 – Velocidade de migração do diesel em função do tipo de solo.

Solo	Velocidade		
	m/h	m/s	m/d
Areia	17,964	4,99E-03	431,14
Areia-franca	0,126	3,50E-05	3,03
Franco-arenosa	0,393	1,09E-04	9,43
Franca	0,163	4,52E-05	3,91
Franco-argilosa	0,081	2,25E-05	1,95
Argilo-siltosa	0,035	9,71E-06	0,84
Argilo-arenosa	0,854	2,37E-04	20,49
Argila (Caulinita)	0,124	3,46E-05	3,00
Argila (Montmorilonita)	0,014	3,92E-06	0,34

Fonte: Autora (2024).

Tabela 3 – Velocidade de migração da nafta em função do tipo de solo.

Solo	Velocidade		
	m/h	m/s	m/d
Areia	17,763	4,93E-03	426,31
Areia-franca	0,718	1,99E-04	17,23
Franco-arenosa	2,465	6,85E-04	59,16
Franca	0,983	2,73E-04	23,58
Franco-argilosa	0,492	1,37E-04	11,80
Argilo-siltosa	0,212	5,90E-05	5,09
Argilo-arenosa	3,474	9,65E-04	83,37
Argila (Caulinita)	0,743	2,06E-04	17,84
Argila (Montmorilonita)	0,081	2,25E-05	1,94

Fonte: Autora (2024).

Tabela 4 – Velocidade de migração do QAV em função do tipo de solo.

Solo	Velocidade		
	m/h	m/s	m/d
Areia	17,863	4,96E-03	428,71
Areia-franca	0,212	5,89E-05	5,09
Franco-arenosa	0,684	1,90E-04	16,43
Franca	0,274	7,61E-05	6,58
Franco-argilosa	0,128	3,57E-05	3,08
Argilo-siltosa	0,054	1,50E-05	1,30
Argilo-arenosa	1,355	3,76E-04	32,52
Argila (Caulinita)	0,203	5,64E-05	4,87
Argila (Montmorilonita)	0,021	5,81E-06	0,50

Fonte: Autora (2024).