



---

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
INSTITUTO DE PESQUISAS HIDRÁULICAS E ESCOLA DE ENGENHARIA  
CURSO DE ENGENHARIA AMBIENTAL**

---

**LUCAS NOVELLO FAVERO**

**RELAÇÃO ENTRE A ESPESSURA APARENTE E REAL DE PRODUTO  
OLEOSO EM FASE LIVRE: UMA AVALIAÇÃO DE APLICABILIDADE DE  
METODOLOGIAS**

Porto Alegre  
Dezembro de 2014

LUCAS NOVELLO FAVERO

**RELAÇÃO ENTRE A ESPESSURA APARENTE E REAL DE PRODUTO  
OLEOSO EM FASE LIVRE: UMA AVALIAÇÃO DE APLICABILIDADE DE  
METODOLOGIAS**

Trabalho de Conclusão apresentado ao Curso de Engenharia Ambiental da Universidade Federal do Rio Grande do Sul como parte dos requisitos para a obtenção do título de engenheiro ambiental.

Orientador: Pedro Antonio Rohe Reginato

Co-Orientador: Márcia Faermann

Porto Alegre  
Dezembro 2014

LUCAS NOVELLO FAVERO

**RELAÇÃO ENTRE A ESPESSURA APARENTE E REAL DE PRODUTO  
OLEOSO EM FASE LIVRE: UMA AVALIAÇÃO DE APLICABILIDADE DE  
METODOLOGIAS**

Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Ambiental da Universidade Federal do Rio Grande do Sul defendido e aprovado em 11/12/2014 pela Comissão avaliadora constituída pelos professores:

Banca Examinadora:

.....  
Márcia Faermann

.....  
Marcos Imério Leão

.....  
Felipe Deppe Alves

Conceito:.....

“E, por favor, não confunda o meu ponto de vista com cinismo. Os cínicos de verdade são aqueles que dizem a você que tudo vai dar certo”.

George Carlin

## AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente à minha família, que com o jeito “sutil” de ser, sabe sempre me manter nos eixos, mesmo à distancia.

À Flávia, minha amada *player two* no jogo da vida, por sua paciência e carinho, por me aturar e apoiar mesmo com meu mau-humor gerado pela privação constante de sono.

Agradeço à UFRGS, ao Instituto de Pesquisas Hidráulicas, à Engenharia de Minas e à Escola de Engenharia por me proporcionar um dos melhores cursos de graduação desse país.

Ao Geólogo, Doutor, Professor Pedro Rohe Reginato, orientador desse trabalho, pelo pronto apoio e aconselhamento.

À Engenheira Ambiental, Márcia Faermann, co-orientadora deste trabalho, que topou o desafio mirabolante de me apoiar nesse estudo.

Agradeço à *Environmental Resources Management* pelo fornecimento dos dados para este estudo, bem como sua filosofia de fomentar o desenvolvimento de seus colaboradores.

Ao Geólogo Felipe Deppe por todo o conhecimento e experiência repassados ao longo destes meses de convivência.

Agradeço aos meus amigos por entenderem, ou não, como às vezes é complicada a vida de um estudante de engenharia.

Agradeço também à República do Chai por ser um lar com companheiros que eu posso contar sempre.

## RESUMO

A remediação de áreas contaminadas por hidrocarbonetos em fase livre se faz necessária em um contexto global de recuperação ambiental, para tal, é necessário conhecer as espessuras e volumes de fase livre que serão removidas, por essa razão, é importante promover estudos que avaliem com maior precisão, as espessuras reais e volume de fase livre no meio poroso. Este trabalho possui como objetivo principal a comparação de diferentes metodologias para o cálculo de espessura real, sendo elas, Pastrovich *et al.* (1979), Hall *et al.* (1984), Blake and Hall (1984), Ballesterero *et al.* (1984), Schiegg (1985), Farr *et al.* (1990) e Lenhard and Parker (1990), avaliando suas aplicabilidades e limitações em uma área industrial impactada do setor metal-mecânico, da qual existem dados de monitoramento de fase livre e caracterização geológica disponíveis. No que diz respeito às estimativas resultantes de espessura real de produto em fase livre, de maneira geral, todos os métodos exibiram a formatação de suas plumas de maneira semelhante, mas apresentaram variações expressivas em termos de aproximação de espessura real. A avaliação de volume no meio poroso, apesar de apresentar alguma discordância nos resultados encontrados, pode estimar uma faixa de valores mais prováveis para a área.

**Palavras-chave:** LNAPL. Espessura Real. Espessura Aparente. Água subterrânea.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Matriz Energética – Consumo final por fonte. ....	15
Figura 2 - Processo da destilação fraccionada do petróleo.....	16
Figura 3 - Cromatograma (cromatografia gasosa), mostrando as faixas aproximadas de variados produtos petrolíferos. ....	17
Figura 4 - Conceito de pressão capilar em um capilar. ....	30
Figura 5 - Curvas de permeabilidade relativas típicas. $S_{nw}$ – Saturação de fluido não molhante; $S_w$ – Saturação do fluido molhante.....	32
Figura 6 - Exemplos de tipos diferentes de saturação residual.....	34
Figura 7 - Instalação de poços de monitoramento e sua habilidade de detectar produto em fase livre.....	37
Figura 8 - Métodos de medição de acumulação de hidrocarbonetos em fase livre em um poço de monitoramento.....	38
Figura 9 – Razão da espessura aparente e real de produto em fase livre para diversos tipos de solo. ....	40
Figura 10 - Aumento da espessura de hidrocarboneto por redução do nível freático. ....	49
Figura 11 - Redução da espessura de hidrocarbonetos pela elevação do nível freático.....	49
Figura 12 - Modelo conceitual da área de estudo.....	59
Figura 13 - Mapa potenciométrico aquífero raso. ....	62
Figura 14 - Mapa de iso-espessuras (m) - Método de Pastrovich <i>et al.</i> (1979).....	64
Figura 15 - Mapa de iso-espessuras (m) - Método de Hall <i>et al.</i> (1984).....	65
Figura 16 - Mapa de iso-espessuras (m) - Método de Ballesterro <i>et al.</i> (1994). ....	65

Figura 17 - Mapa de iso-espessuras (m) - Método de Schiegg (1985).....	66
Figura 18 - Mapa isovolumétrico ( $m^3/m^2$ ) - Método de Farr <i>et al.</i> (1990).....	66
Figura 19 -Mapa de iso-espessuras (m) - Método de Lenhard e Parker (1990). ....	67
Figura 20 – Mapa de plumas iso-volumétricas ( $m^3/m^2$ ) de óleo em meio poroso, método de Pastrovich <i>et al.</i> (1979).....	71
Figura 21 – Mapa de plumas isovolumétricas ( $m^3/m^2$ ) de óleo em meio poroso, método de Farr <i>et al.</i> (1990).....	72
Figura 22 - Mapa de plumas isovolumétricas ( $m^3/m^2$ ) de óleo em meio poroso, método de Lenhard e Parker (1990).....	73
Figura 23 - Valores históricos de volume e nível de água médio.....	74



## LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Propriedades físico-químicas das principais frações de alguns constituintes de lubrificantes. C <sub>5</sub> -C <sub>6</sub> Alifáticos .....	20
Quadro 2 - Caracterização de uma amostragem de lubrificantes por tipo de aplicação.....	21
Quadro 3 - Valores aproximados de fator de formação e espessura aparente mínima.....	41
Quadro 4 - Valores típicos de <b>hc, dr</b> para diferentes tipos de solo. ....	43
Quadro 5 - Metodologia utilizada para a aquisição de espessura aparente, parâmetros de caracterização do meio e da contaminação.....	50
Quadro 6 – Média de densidade do produto oleoso. ....	52
Quadro 7 - Parâmetros para cálculo de volume.....	52
Quadro 8 – Distribuição granulométrica da amostra de solo do site.....	53
Quadro 9 – Parâmetros para cálculo da elevação capilar. ....	54
Quadro 10 - Parâmetros de calculo – Equações de Farr <i>et al.</i> (1990) e Lenhard e Parker (1990). ....	55
Quadro 11 - Cotas potenciométricas dos poços de monitoramento sem fase livre (Setembro de 2014).....	60
Quadro 12 - Sumário de avaliação de fase livre, outubro de 2014. Níveis em metros em relação a boca do poço e espessuras em metros para cada metodologia de cálculo.....	63
Quadro 13 - Volume de produto em fase livre no meio poroso. (m <sup>3</sup> ) .....	69

## SUMÁRIO

<b>1. INTRODUÇÃO .....</b>	<b>11</b>
<b>2. JUSTIFICATIVA .....</b>	<b>13</b>
<b>3. OBJETIVOS DO ESTUDO .....</b>	<b>14</b>
3.1. OBJETIVO GERAL .....	14
3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....	14
<b>4. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA .....</b>	<b>15</b>
4.1. HIDROCARBONETOS DE PETRÓLEO .....	15
4.2. LUBRIFICANTES .....	18
4.2.1. <i>Propriedades físico-químicas dos lubrificantes</i> .....	20
4.3. PROPRIEDADES DO MEIO GEOLÓGICO.....	23
4.3.1. <i>Porosidade</i> .....	23
4.3.2. <i>Permeabilidade</i> .....	24
4.4. PROPRIEDADES DOS FLUIDOS .....	25
4.4.1. <i>Densidade</i> .....	25
4.4.2. <i>Viscosidade</i> .....	26
4.4.3. <i>Tensão Interfacial</i> .....	26
4.5. COMPORTAMENTO DE HIDROCARBONETOS NO SOLO.....	27
4.5.1. <i>Pressão Capilar</i> .....	28
4.5.2. <i>Permeabilidade Relativa</i> .....	31
4.5.3. <i>Molhabilidade</i> .....	33
4.5.4. <i>Saturação</i> .....	33
4.5.5. <i>Saturação Residual</i> .....	34
4.6. MIGRAÇÃO DE LNAPLs .....	34
4.6.1. <i>Altura Piezométrica (Carga Hidráulica)</i> .....	35
4.7. MEDIDA DE ESPESSURA DE FASE LIVRE DE CONTAMINANTES .....	36
4.7.1. <i>Método de Pastrovich et al. (1979)</i> .....	39
4.7.2. <i>Método de Hall et al. (1984)</i> .....	40
4.7.3. <i>Método de Blake e Hall (1984)</i> .....	41
4.7.4. <i>Método de Ballesteros et al. (1994)</i> .....	42

4.7.5. Método de Schiegg (1985).....	43
4.7.6. Método de Farr et al. (1990).....	44
4.7.7. Método de Lenhard e Parker (1990).....	47
4.8. EFEITO DA FLUTUAÇÃO DO NÍVEL DE ÁGUA NA DISTRIBUIÇÃO DE LNAPL .....	48
<b>5. MATERIAIS E MÉTODOS .....</b>	<b>50</b>
5.1. LEVANTAMENTO DE DADOS EXISTENTES E SELEÇÃO DA ÁREA DE ESTUDO .....	50
5.2. CÁLCULO DA ESPESSURA E VOLUME DA FASE LIVRE.....	51
5.2.1. Correlação baseada na densidade do hidrocarboneto líquido.....	51
5.2.2. Correlação baseada nas propriedades do meio geológico.....	52
5.2.3. Correlação baseada na altura da franja capilar .....	53
5.2.4. Modelos baseados em relações ideais de pressão capilar para meios porosos homogêneos.....	54
<b>6. DESCRIÇÃO DA ÁREA DE ESTUDO .....</b>	<b>57</b>
6.1. HISTÓRICO DA ÁREA.....	57
6.2. CONTEXTO GEOLÓGICO E HIDROGEOLÓGICO .....	57
6.3. SENTIDO PREFERENCIAL DO FLUXO DE ÁGUA SUBTERRÂNEA.....	60
<b>7. APRESENTAÇÃO E DISCUSSÃO DE RESULTADOS.....</b>	<b>63</b>
7.1. AVALIAÇÃO DE METODOLOGIAS E ESPESSURA DE FASE LIVRE .....	63
7.2. AVALIAÇÃO DE VOLUME DE FASE LIVRE .....	69
<b>8. CONSIDERAÇÕES FINAIS.....</b>	<b>75</b>
<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>77</b>
<b>ANEXO A.....</b>	<b>81</b>
<b>ANEXO B.....</b>	<b>82</b>

## 1. INTRODUÇÃO

O aumento do número de acidentes com derivados de petróleo está, de certa forma, associado ao aumento de seu uso nas últimas décadas. Os acidentes mais visíveis são aqueles de grandes proporções, envolvendo, em especial, derramamento de óleo em cursos de águas superficiais. Entretanto, os vazamentos envolvendo contaminações subterrâneas são mais numerosos e, devido à sua pouca divulgação e à demora em sua detecção, podem representar riscos maiores para as populações e para o meio ambiente (OLIVEIRA, 1997; CORSEUIL E MARINS, 1997; FINOTTI *et al.*, 2001 apud FINOTTI *et al.*, 2006).

As atividades ligadas ao setor metal-mecânico têm participação relevante na cadeia produtiva brasileira. Nossas riquezas minerais, aliadas ao alto grau de desenvolvimento das indústrias de transformação, colocam o Brasil como referência na fabricação de produtos para os mais diversos segmentos da economia.

Nesse contexto, diversos processos de conformação necessitam lubrificantes em seu processo produtivo, os chamados fluidos de corte, que são normalmente óleos solúveis ou emulsionáveis, ricos em hidrocarbonetos. Em geral, a função específica do fluido de corte solúvel em processos é a de proporcionar lubrificação e refrigeração que minimizem o calor produzido entre a superfície da peça e a ferramenta, prolongando e auxiliando na eliminação dos cavacos. Nem sempre essas linhas de processos produtivos possuem sistemas coletores adequados, ou mesmo que existentes, acabam sofrendo fadigas, devido ao longo período de atividades, e liberando grandes quantidades desses fluidos para o solo.

O comportamento dos hidrocarbonetos como contaminantes variam em função do meio ambiental analisado (ex: solo e água subterrânea), dos mecanismos de transporte associados a estes meios (e.g. processos de volatilização, sorção e dissolução) e das propriedades físicas e químicas de cada tipo de hidrocarboneto. Os lubrificantes são constituídos principalmente por cadeias longas de carbono e hidrogênio, o que confere elevada viscosidade, reduzida mobilidade e volatilidade, e são geralmente líquidos não miscíveis, menos densos que a água (LNAPL - *Light Nonaqueous Phase Liquids*). Algumas dessas características podem ser distintas em função dos aditivos utilizados nos lubrificantes para determinados usos específicos (SILVA, 2008).

Em diversos casos onde ocorre a liberação de produtos oleosos por longos períodos e em grande volume, é comum a formação de uma lâmina de produto em fase livre acima do nível freático. Existem diversos instrumentos para avaliação da medida da espessura desta lâmina no meio poroso, uma delas se refere a medidas indiretas através de poços de monitoramento. É importante ressaltar que poços de monitoramento estão sujeitos a significativas limitações na sua habilidade de prover medidas precisas da espessura de produto em fase livre das suas redondezas, logo, medidas corretivas dessa informação devem ser adotadas para a fiel caracterização da lâmina de produto em fase livre.

Frente ao desafio de determinação de espessura real de fase livre em meio poroso, neste trabalho pode ser encontrado um esforço de pesquisa e aplicação de metodologias de cálculo de espessura real em uma área sob remediação em que se possuem dados históricos de nível de água e produto oleoso.

## 2. JUSTIFICATIVA

Quando liberados no solo, hidrocarbonetos líquidos tendem a se mover verticalmente sob a influência da gravidade e das forças capilares. O efeito da gravidade é mais sentido em líquidos de maior densidade. Conforme a fonte primária permanece ativa e hidrocarbonetos líquidos continuam a ser liberados, o solo adjacente se tornará saturado, formando uma frente de migração, deixando hidrocarbonetos em fase residual na matriz do solo, conforme se desenvolve o avanço da pluma (EPA, 1996).

Em casos em que o volume de hidrocarbonetos de petróleo liberado no ambiente subterrâneo é relativamente pequeno, comparado com a capacidade de retenção do solo, eles tenderão a ser adsorvidos nas partículas de solo e essencialmente a massa será imobilizada por completo. Para que vazamentos de hidrocarbonetos possam se acumular como fase livre no lençol freático, o volume liberado deve ser suficiente para superar a capacidade de retenção do solo entre o ponto de liberação e o nível freático.

Para o contexto em que é formada uma fase livre leve não aquosa, o cálculo da quantidade armazenada no meio poroso é muito importante para a avaliação das técnicas de remediação a serem utilizadas, além de representar uma variável que determina a capacidade e tempo de operação estimado de sistemas de remediação. Para tal, a espessura desta lamina deve ser determinada. A dificuldade desta etapa está na busca de uma correlação entre a espessura medida em poços de monitoramento e a espessura real presente no meio poroso.

De maneira sintética, para a remediação é necessário conhecer as espessuras e volumes de fase livre que serão removidas, por isso é necessário promover estudos que avaliem com mais precisão as espessuras de fase livre no meio poroso.

### 3. OBJETIVOS DO ESTUDO

#### 3.1. OBJETIVO GERAL

Para o melhor entendimento dos mecanismos governantes na dinâmica de produto em fase livre, no meio poroso, este trabalho se propõe a responder a seguinte pergunta: É possível, a partir das metodologias de cálculo de Pastrovich (1979), Hall, et al.(1984), Blake and Hall (1984), Ballestero et al. (1984), Schiegg (1985), Farr *et al.* (1990) e Lenhard and Parker (1990), determinar a espessura real de produto em fase livre (LNAPL) em uma área industrial impactada do setor metal-mecânico?

#### 3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Este trabalho possui como objetivos específicos:

- Avaliar a aplicabilidade das metodologias desenvolvidas por Pastrovich *et al.* (1979), Hall, *et al.*(1984), Blake and Hall (1984), Ballestero *et al.* (1984), Schiegg (1985), Farr *et al.* (1990) e Lenhard and Parker (1990) na área de estudo em questão.
- Estimar o volume de produto em fase livre presente no meio poroso.
- Avaliar a relação entre as variações do nível de água e os volumes de fase livre.

## 4. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

### 4.1. HIDROCARBONETOS DE PETRÓLEO

A utilização da energia tem sido fundamental para o desenvolvimento da economia mundial ao longo de muitos séculos, e continua a ser crucial no modelo de organização social, fornecendo energia, combustíveis e produtos das mais variadas formas e utilidades, contribuindo assim para o bem-estar do Homem. Os combustíveis fósseis proporcionam mais de 86% do total mundial das necessidades energéticas, com o petróleo como principal fonte (BP, 2014).

No Brasil os combustíveis fósseis correspondem a 56,1% das necessidades energéticas, sendo que 39,2% são exclusivamente petróleos e derivados (MME, 2013). Na Figura 1 encontram-se distribuídas as fontes de energia por quantidade percentual consumida a nível nacional.

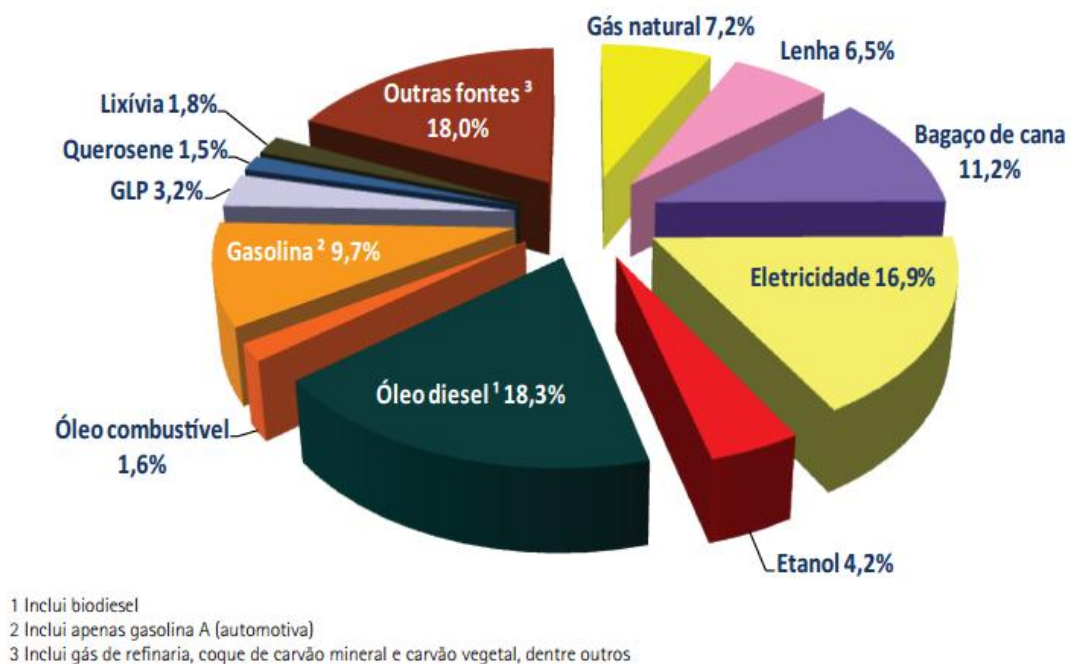


Figura 1 - Matriz Energética – Consumo final por fonte (MME, 2013).



O petróleo é constituído por dezenas de milhares de diferentes compostos de hidrocarbonetos e contém também derivados de enxofre e de azoto, sais e alguma quantidade de água. Após sucessivos processos de destilação fracionada, obtêm-se os seus principais produtos: gasolina, gasóleo, querosene, gás e lubrificantes (EPA, 1996). No esquema da Figura 2 é exemplificado o conjunto de processos da destilação fracionada do petróleo, conhecido como refino.

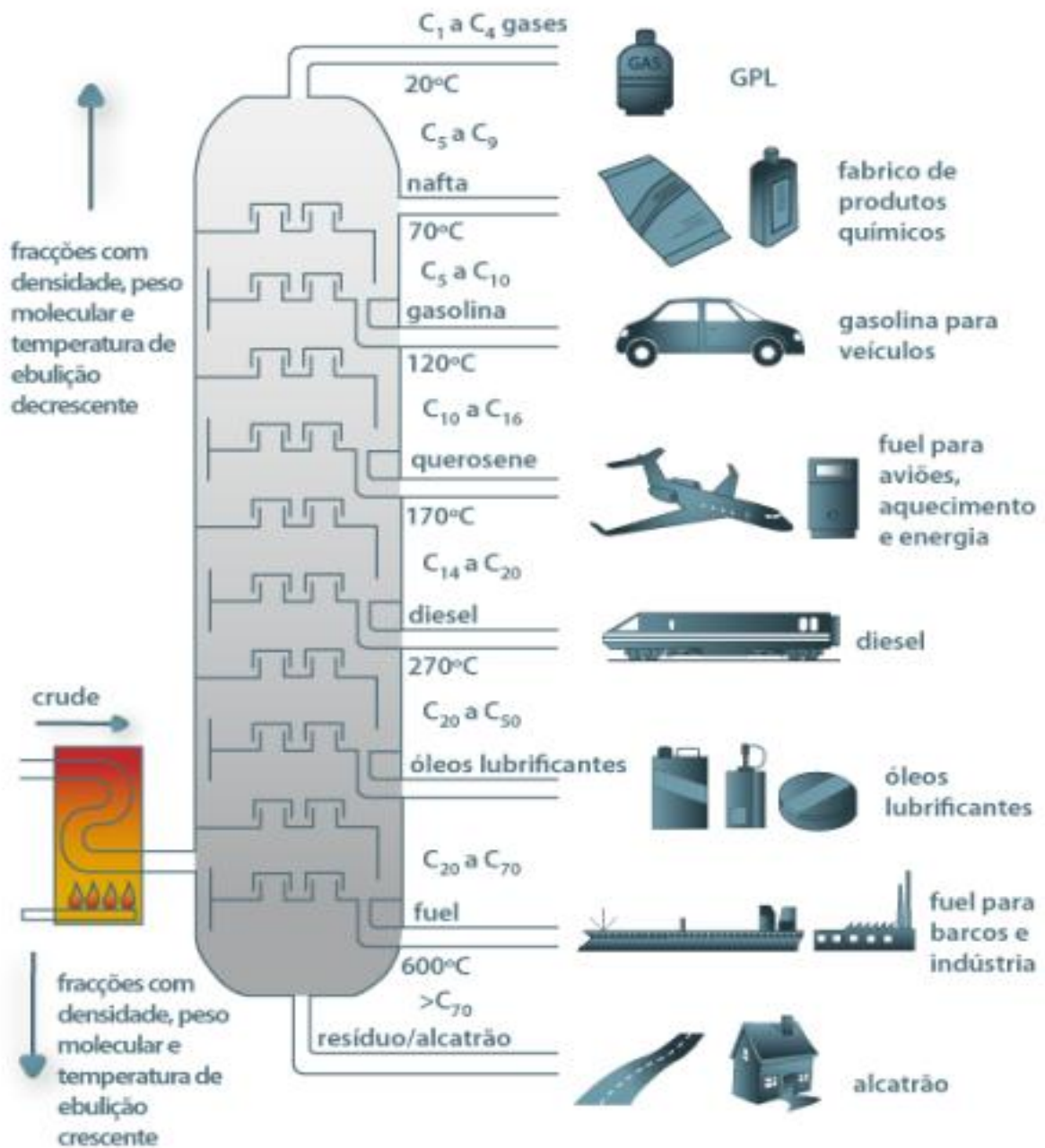
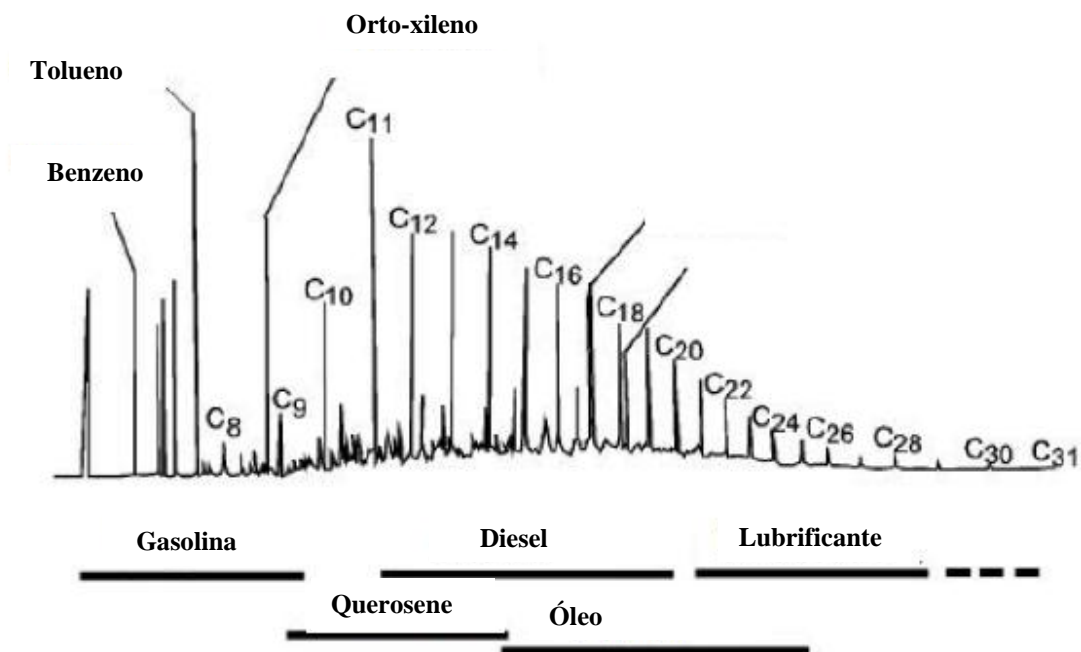


Figura 2 - Processo da destilação fracionada do petróleo. (Fonte: Adaptado de Silva, 2008)

Mesmo após o processo de refino, os subprodutos do óleo cru são constituídos por misturas de várias centenas de compostos. Esses produtos têm características físicas e químicas que diferem de acordo com o tipo de petróleo bruto e subsequentes processos de refino utilizados.

A Figura 3 apresenta um cromatograma obtido por cromatografia gasosa mostrando os intervalos nos quais as diversas frações de hidrocarbonetos estão inseridas. Compostos fora dos intervalos são comumente encontrados como contaminantes em outros produtos. Por exemplo, no diesel é natural haver pequenas quantidades de benzeno e outros hidrocarbonetos leves (EPA, 1996).



**Figura 3 - Cromatograma (cromatografia gasosa), mostrando as faixas aproximadas de variados produtos petrolíferos. (Fonte: Adaptado de EPA, 2008)**

Em seu manual, a EPA (1996) descreve de modo geral as características das principais frações derivadas de petróleo, das quais:

- As gasolinas são compostas basicamente de hidrocarbonetos e outros aditivos químicos, tais como álcoois e éteres. Geralmente seus compostos apresentam entre 4 a 10 átomos de carbono por molécula o que lhes confere um peso

molecular baixo, contribuindo para uma elevada mobilidade, uma elevada volatilidade, uma baixa viscosidade, e uma moderada solubilidade na água;

- Já os produtos de destilação média (por exemplo: diesel, querosene, combustível de aviação, óleo combustível leve) podem conter cerca de quinhentos compostos, que apresentam geralmente entre 9 a 20 átomos de carbono por molécula. Assim, o peso molecular destes produtos é superior ao das gasolinas e, sua maior densidade contribui para propriedades tais como: uma menor mobilidade, uma menor volatilidade e uma menor solubilidade na água; e
- Finalmente os óleos pesados e lubrificantes têm mais de 14 átomos de carbono, fato que lhes confere características como: elevada viscosidade, insolubilidade na água e reduzida mobilidade e volatilidade.

De modo geral, quanto maior o peso molecular destes produtos maior a sua persistência. Produtos leves como gasolinas e produtos de destilação tendem, em contaminações antigas, a serem biodegradados e dispersos, permanecendo apenas na forma residual. (EPA, 1996)

#### 4.2. LUBRIFICANTES

Os lubrificantes, além de seu componente básico, o óleo base, podem conter uma infinidade de aditivos para melhorar seu desempenho em sua vasta gama de aplicações (EPA, 1999). De maneira geral, os lubrificantes são constituídos por 70 a 90% de óleo base e 10 a 30% de aditivos (TOTAL, 2007 apud Silva, 2008). Derivados das diversas formulações existem entre 5.000 e 10.000 diferentes lubrificantes, satisfazendo as necessidades das variadas aplicações. (TOTAL, 2007 apud Silva, 2008).

Como explicitado em seu manual técnico, a TOTAL (2007) citada por Silva (2008), os lubrificantes têm como principal objetivo separar partes móveis, de forma a reduzir o seu atrito, que provoca calor e desgaste superficial e, ainda, eliminar partículas associadas. Por

isto, são utilizados em motores, equipamentos mecânicos, circuitos hidráulicos, transmissões, circuitos de travagem, sistemas de engrenagem e em motosserras.

Em função da sua composição, os óleos podem se distinguir em três categorias: óleos minerais, óleos sintéticos e óleos semissintéticos. Os óleos minerais resultam da destilação do petróleo; os óleos sintéticos resultam de processos químicos de síntese, que envolvem a construção artificial de moléculas a partir de diferentes componentes. Os óleos semissintéticos resultam da mistura entre óleos base e componentes sintéticos (TOTAL, 2007 apud Silva, 2008).

Em sua tese, Silva (2008), descreve que os lubrificantes podem ser encontrados acondicionados em reservatórios aéreos, reservatórios enterrados, embalagens metálicas (tambores, por exemplo), e em embalagens plásticas. Sendo que, as potenciais fontes de contaminação, a partir das instalações de armazenamento de lubrificantes, consistem em: fugas de reservatórios aéreos ou enterrados, fugas nos sistemas de drenagem de águas residuais industriais, derramamentos durante a manipulação de lubrificantes e nas operações de carga e descarga.

Na ocasião de um derramamento de lubrificantes no solo, alguns de seus componentes poderão permanecer na superfície do lençol freático, enquanto outros poderão afundar na água subterrânea. A velocidade com que estes componentes vão se deslocar depende de vários fatores, tais como: a quantidade de lubrificante derramado, a quantidade de água que infiltra sobre o derramamento e o tipo de solo (ex: os lubrificantes têm maior mobilidade em solos arenosos, do que em solos argilosos). Eventualmente, os componentes dos lubrificantes são biodegradados, mas este processo poderá se desenvolver ao longo de anos (ATSDR, 1997).

O risco de ocorrência de uma contaminação por lubrificantes no solo pode ser minimizado através de meios de controle e prevenção, tais como Silva (2008) cita em seu trabalho: a impermeabilização de solos na área de armazenagem e movimentação de lubrificantes; a utilização de meios adequados para a manipulação das embalagens de lubrificantes; o sistema de contenção para situações de transbordamento de reservatórios aéreos; os *kits* de contenção de derramamento adequados para os produtos armazenados e a manutenção preventiva de infraestruturas, incluindo reservatórios e sistemas de drenagem.

#### 4.2.1. Propriedades físico-químicas dos lubrificantes

Como discutido previamente, a composição dos lubrificantes varia em função do tipo de aplicação, contudo o número de átomos de carbono encontra-se principalmente na faixa C15 e C50 de Hidrocarbonetos Totais de Petróleo (TPH). Sendo que, quanto maior o número de carbonos, maior a viscosidade do composto. O lubrificante mais refinado terá propriedades de viscosidade mais desejáveis, tais como elevado índice de viscosidade ou baixa dependência da viscosidade em função da temperatura (ATSDR,1997).

Os lubrificantes são constituídos por uma mistura de alcanos (44%), cicloalcanos (29%) e compostos aromáticos (22%), aos quais são acrescentados aditivos, cuja natureza é informação confidencial das marcas de lubrificantes, que por questões comerciais não disponibilizam essa informação (SILVA, 2008; TPHCWG, 1998). No Quadro 1 podem ser encontradas as propriedades físico químicas, das principais frações de alguns constituintes dos lubrificantes.

**Quadro 1 – Propriedades físico-químicas das principais frações de alguns constituintes de lubrificantes. C<sub>5</sub>-C<sub>6</sub> Alifáticos**

Fração	Ponto de Ebulição (°C)	Peso Molecular (g/mol)	Solubilidade (mg/l)	Pressão de vapor (atm)	Constante de Lei de Henry (cm <sup>3</sup> /cm <sup>3</sup> )	Log Koc (ml/g)
<b>C<sub>5</sub>-C<sub>6</sub> Alifáticos</b>	5.1E+01	8.1E+01	3.6E+01	3.5E-01	3.3E+01	2.9E+00
<b>C<sub>&gt;6</sub>-C<sub>8</sub> Alifáticos</b>	9.6E+01	1.0E+02	5.4E+00	6.3E-02	5.0E+01	3.6E+00
<b>C<sub>&gt;8</sub>-C<sub>10</sub> Alifáticos</b>	1.5E+02	1.3E+02	4.3E-01	6.3E-03	8.0E+01	4.5E+00
<b>C<sub>&gt;10</sub>-C<sub>12</sub> Alifáticos</b>	2.0E+02	2.0E+02	3.4E-02	6.3E-04	1.2E+02	5.4E+00
<b>C<sub>&gt;12</sub>-C<sub>16</sub> Alifáticos</b>	2.6E+02	1.6E+02	7.6E-04	4.8E-05	5.2E+02	6.7E+00
<b>C<sub>&gt;16</sub>-C<sub>21</sub> Alifáticos</b>	3.2E+02	2.7E+02	1.3E-06	1.1E-06	4.9E+03	8.8E+00
<b>C<sub>&gt;8</sub>-C<sub>10</sub> Aromáticos</b>	1.5E+02	1.2E+02	6.5E+01	6.3E-03	4.8E-01	3.2E+00
<b>C<sub>&gt;10</sub>-C<sub>12</sub> Aromáticos</b>	2.0E+02	1.3E+02	2.5E+01	6.3E-04	1.4E-01	3.4E+00
<b>C<sub>&gt;12</sub>-C<sub>16</sub> Aromáticos</b>	2.6E+02	1.9E+02	5.8E+00	4.8E-05	5.3E-02	3.7E+00
<b>C<sub>&gt;16</sub>-C<sub>21</sub> Aromáticos</b>	3.2E+02	2.4E+02	6.5E-01	1.1E-06	1.3E-02	4.2E+00
<b>C<sub>&gt;21</sub>-C<sub>35</sub> Aromáticos</b>	3.4E+02	3.4E+02	6.6E-03	4.4E-10	6.7E-04	5.1E+00

(Fonte: Adaptado TPHCWG, 1997)

As características dos lubrificantes estão alinhadas ao seu tipo de óleo base: óleo mineral, sintético ou semissintético. No que se refere às características físico-químicas mais importantes numa situação de contaminação no solo, podemos citar a densidade, a viscosidade, a volatilidade, a solubilidade em água e a mobilidade no solo (SILVA, 2008).

A composição química dos lubrificantes comercializados é uma informação confidencial que os produtores não divulgam por questões comerciais. Em seu trabalho, Silva (2008), realizou um esforço de análise de propriedades físico-químicas de 181 lubrificantes de diferentes formulações e usos, um sumário de seus resultados pode ser encontrado no Quadro 2.

**Quadro 2 - Caracterização de uma amostragem de lubrificantes por tipo de aplicação.**

<b>Aplicação</b>	<b>Densidade (kg/dm<sup>3</sup> a 15°C)</b>	<b>Índice de viscosidade</b>	<b>Solubilidade em água</b>	<b>Mobilidade no solo</b>	<b>Volatilização</b>
<b>Correntes de motosserras</b>	0,895	100	Insolúvel	Pouca mobilidade	Pouco volátil
<b>Especialidades Auto e Moto</b>	0,794-1,07	110-178	Insolúvel ou solúvel	Pouca mobilidade ou móvel	Pouco volátil ou volátil
<b>Fluidos hidráulicos especiais</b>	0,82-0,88	155-355	Insolúvel	Pouca mobilidade	Pouco volátil
<b>Forquilhas moto</b>	0,826-0,887	121-153	Insolúvel	Pouca mobilidade	Pouco volátil
<b>Indústria - compressores (frigoríficos e de ar)</b>	0,839-0,888	98-147	Insolúvel	Pouca mobilidade	Pouco volátil
<b>Indústria - deformação de metais</b>	0,827-0,912	130	Insolúvel ou solúvel	Pouca mobilidade ou móvel	Pouco volátil ou volátil
<b>Indústria - desmoldantes</b>	0,856	nd	Insolúvel	Pouca mobilidade	Pouco volátil
<b>Indústria - engrenagens em cárter</b>	0,8565-1,004	82-234	Insolúvel ou parcialmente solúvel	Pouca mobilidade	Pouco volátil
<b>Indústria - ferramentas pneumáticas</b>	0,886-0,896	100-109	Insolúvel	Pouca mobilidade	Pouco volátil
<b>Indústria - fluidos de eletrocussão</b>	0,812	nd	Insolúvel	Pouca mobilidade	Volátil
<b>Indústria - fluidos de proteção</b>	0,790-0,864	nd	Insolúvel ou solúvel	Pouca mobilidade ou móvel	Pouco volátil ou volátil
<b>Indústria - guias e barramentos</b>	0,87-0,9	99-104	Insolúvel	Pouca mobilidade	Pouco volátil
<b>Indústria - motores a gás</b>	0,89-1,06	104-105	Insolúvel ou solúvel	Pouca mobilidade ou móvel	Pouco volátil
<b>Indústria - óleos de corte inteiros</b>	0,874-0,88	nd	Insolúvel	Pouca mobilidade	Pouco volátil

<b>Indústria - óleos de corte solúveis</b>	0,89-0,992	nd	Insolúvel	Pouca mobilidade	Pouco volátil
<b>Indústria - sistemas hidráulicos</b>	0,866-0,92	97-183	Insolúvel	Pouca mobilidade	Pouco volátil
<b>Indústria - transmissões de calor</b>	0,87	nd	Insolúvel	Pouca mobilidade	Pouco volátil
<b>Indústria - turbinas</b>	0,87-0,884	100-102	Insolúvel	Pouca mobilidade	Pouco volátil
<b>Massa lubrificante</b>	0,9	nd	Insolúvel	Pouca mobilidade	Pouco volátil
<b>Motores de motos (2 e 4 tempos)</b>	0,853-0,883	127-163	Insolúvel	Pouca mobilidade	Pouco volátil
<b>Motores de veículos (ligeiros e pesados)</b>	0,833-0,892	99-170	Insolúvel	Pouca mobilidade	Pouco volátil
<b>Motores fora-de-borda</b>	0,874-0,904	nd	Insolúvel	Pouca mobilidade	Pouco volátil
<b>Multifunções agricultura</b>	0,878-0,88	131-139	Insolúvel	Pouca mobilidade	Pouco volátil
<b>Transmissões (automáticas, hidráulicas, mecânicas, moto e off-road)</b>	0,85-0,91	92-102	Insolúvel	Pouca mobilidade	Pouco volátil

(Fonte: Adaptado de Silva, 2008)

Ainda em seu estudo, Silva (2008) ressalta a relevância de cada parâmetro físico-químico em relação ao entendimento dos mecanismos governantes da contaminação gerada. A densidade de um lubrificante permite identificar se o produto é um líquido não miscível menos denso que a água (Light Nonaqueous Phase Liquid - LNAPL) ou se é um líquido não miscível mais denso que a água (Dense Nonaqueous Phase Liquid - DNAPL), indicando a tendência da fase livre se acumular acima do nível freático ou de migrar verticalmente para a parte inferior do aquífero, respectivamente. O índice de viscosidade permite caracterizar o lubrificante quanto à variação de viscosidade em função da temperatura; assim, um lubrificante com um índice de viscosidade elevado é menos afetado pela variação de temperatura, sendo por isso mais estável quanto ao seu comportamento de mobilidade.

Através da análise de seus resultados a autora (SILVA, 2008) conclui que os lubrificantes amostrados apresentam um índice de viscosidade elevado, sendo predominantemente insolúveis, com pouca mobilidade, sendo ainda pouco voláteis. Essas características tornam os lubrificantes contaminantes com reduzida mobilidade, que uma vez atingindo a zona saturada do solo, permanecem acima do nível freático apresentando baixa volatilização, predominando assim nas fases livre ou residual.

### 4.3. PROPRIEDADES DO MEIO GEOLÓGICO

A extensão e a taxa de migração de hidrocarbonetos de petróleo dependem em parte das propriedades do meio geológico em que ele é liberado. Os constituintes desse subsolo podem ser de ocorrência geológica natural (sedimentar, metamórficas, ígneas ou sedimentares) ou aterros criados por atividades antrópicas. Para uma caracterização adequada de plumas de contaminação é importante que sejam determinados os tipos e distribuição das diferentes feições geológicas (EPA, 1996).

No contexto da migração de fluídos na subsuperfície, o meio geológico pode ser classificado pelas suas características dominantes segundo porosidade, existência de fraturas ou canais pelos quais os fluídos se movimentam. No meio poroso, os fluídos se movimentam através dos vazios existentes entre as partículas de solo (EPA, 1996).

Porosidade e permeabilidade são as duas propriedades específicas mais importantes em se tratando de caracterização de materiais geológicos naturais. Porosidade caracteriza a habilidade do meio armazenar fluídos, já a permeabilidade caracteriza a habilidade do meio de transportar esses fluídos (EPA, 1996).

#### 4.3.1. Porosidade

Porosidade, ou mais especificamente porosidade efetiva, é um importante fator a se considerar na avaliação de sistemas de recuperação de fase livre. O cálculo da quantidade de produto livre e imóvel na subsuperfície requer o valor, ou uma estimativa, da porosidade efetiva (EPA, 1996).

A porosidade define a capacidade de armazenamento do meio subterrâneo. A proporção entre o volume total de rochas ou sedimentos e o volume de espaços vazios desses materiais geológicos definem a porosidade total desses materiais. A porosidade pode ser classificada como primária ou secundária. Porosidade primária, que é formada na deposição de sedimentos, depende do formato, da seleção e da compactação dos grãos. Esse tipo de porosidade é maior quando os grãos são de tamanho aproximado e não esféricos na sua forma.



Sedimentos inconsolidados, mal selecionados em termos de tamanhos de partícula, tendem a ter uma porosidade primária pequena pelo fato de os grãos menores tenderem a ocupar o espaço entre grãos maiores (EPA, 1996).

A porosidade secundária se desenvolve depois das rochas já serem formadas ou sedimentos depositados. Alguns exemplos dessas estruturas são juntas, foliações, fraturas e aberturas por dissolução. Também são incluídas nessa categoria tocas de animais, buracos de raízes e fissuras por falta de umidade em solos argilosos (EPA, 1996).

A porosidade total é baseada no volume de todos os vazios (primários e secundários), sendo eles conectados ou não. Quando os poros não são conectados, e caminhos sem saída existem, a água subterrânea não pode se mover através das rochas ou sedimentos. Porosidade efetiva é o termo que caracteriza a razão entre o volume de poros interconectados e o volume total de material inconsolidado. Não existe uma correlação direta entre porosidade efetiva e total. De maneira geral, quanto menor os grãos na matriz, menor a porosidade efetiva (EPA, 1996).

#### **4.3.2. Permeabilidade**

Segundo a EPA (1996), a permeabilidade é uma das propriedades mais críticas a serem levadas em consideração em qualquer sistema de recuperação de produto em fase livre. As taxas de fluxo de água subterrânea também dependem de outros parâmetros, mas a permeabilidade é o que apresenta a maior faixa de variação de valores.

A permeabilidade intrínseca de um meio geológico é independente da natureza do fluido sendo transportado, ela está relacionada a condutividade hidráulica, que é uma medida da habilidade do meio em transmitir água, mas os termos não são intercambiáveis. A condutividade hidráulica varia em função da formação geológica e do fluido. Apesar de confuso, como ressalta a EPA (1996), a condutividade hidráulica é comumente referida como permeabilidade.

Um meio geológico é descrito como isotrópico quando a permeabilidade medida é a mesma em todas as direções. O fluxo em um meio isotrópico é paralelo ao gradiente hidráulico. Essa condição pode existir em uma areia uniforme, bem selecionada. A

permeabilidade de um meio geológico comumente varia em função da direção em que é medida, para esses casos se diz que o meio é anisotrópico, isso implica que o fluxo de fluidos pode-se dar em uma direção distinta a do gradiente hidráulico principal (EPA, 1996).

#### 4.4. PROPRIEDADES DOS FLUIDOS

As propriedades físicas dos fluidos, extremamente relevantes para a recuperação e migração de produto em fase livre, são a densidade, viscosidade e tensão superficial, descritas a seguir.

##### 4.4.1. Densidade

A densidade determina a tendência da fase livre em se acumular acima do nível freático ou de migrar verticalmente para a parte inferior do aquífero. A maioria dos hidrocarbonetos contaminantes tende a acumular-se acima do nível freático, devido à sua baixa densidade. Esses tipos de compostos são designados de líquidos não miscíveis menos densos que a água (LNAPL - Light Nonaqueous Phase Liquids). Aqueles que migram verticalmente são designados de líquidos não miscíveis mais densos que a água (DNAPL - Dense Nonaqueous Phase Liquids) (EPA,1996).

A densidade, que se refere à massa por unidade de volume de uma substância, é geralmente apresentada como peso específico (a razão entre a densidade de uma substância e uma substância padrão, normalmente água). A densidade varia em função de diversos parâmetros, mais expressivamente com a temperatura, apesar de em diversos ambientes subterrâneos a temperatura se manter relativamente constante. A densidade da água subterrânea a temperaturas normais é de 1.0 g/ml (EPA, 1996).

#### 4.4.2. Viscosidade

A viscosidade de um fluido descreve a sua resistência em fluir, e é causada pela fricção interna desenvolvida pelas moléculas do fluido. De modo mais prático, viscosidade pode ser descrita para um fluido de maneira mais qualitativa como, quanto maior sua viscosidade, maior sua resistência em fluir. Fluidos menos viscosos se movimentam mais rapidamente no subterrâneo do que os com viscosidade elevada, isso quer dizer que gasolinas (pouco viscosas) tendem a ser mais facilmente recuperadas, deixando menor quantidade de fase residual que produtos como os lubrificantes (mais viscosos). A viscosidade de produtos em fase livre no ambiente subterrâneo é tipicamente alterada com o passar do tempo, se tornando mais viscosa, à medida que os componentes menos viscosos são dissolvidos a partir da massa de hidrocarboneto líquido e por sua vez os mais voláteis evaporando (EPA, 1996).

Existem três termos comumente utilizados para descrever viscosidade: absoluta, dinâmica e cinemática. Absoluta e dinâmica são termos sinônimos e são tipicamente expressas em *centipoise* (cP). Já a viscosidade cinemática, corresponde a absoluta dividida pela densidade, tipicamente é expressa em *centistokes* (cSt) (EPA, 1996).

#### 4.4.3. Tensão Interfacial

As características do movimento de hidrocarbonetos em fase livre são largamente determinadas pela tensão que existe na interface entre os fluidos imiscíveis (por exemplo, hidrocarbonetos, ar e água). A tensão interfacial provoca a subida de um líquido em um tubo capilar (meio poroso) e a formação de menisco. A altura de ascensão capilar é inversamente proporcional ao raio do tubo (ou dos espaços dos poros), o que explica por que razão a ascensão capilar é maior em meios porosos de granulação fina do que em material de granulação grossa. Em geral, maiores tensões superficiais resultam numa maior pressão capilar, a qual pode produzir a saturação residual superior (MERCER E COHEN, 1990).

A tensão interfacial é o principal fator que controla a molhabilidade. Quanto maior a tensão interfacial, maior será a estabilidade da interface entre dois fluidos. A tensão interfacial para líquidos completamente miscíveis é  $0 \text{ dine cm}^{-1}$ , ou seja, não existe a formação de uma interface definida. A água (a  $25^\circ \text{C}$ ) tem uma tensão superficial de  $72 \text{ dine cm}^{-1}$ . Os valores de tensão interfacial para sistemas água – hidrocarboneto de petróleo caem entre estes dois

extremos (MERCER E COHEN, 1990). A tensão interfacial diminui com o aumento da temperatura e pode ser afetada pelo pH, agentes tensoativos (surfactantes), e por gás em solução (SCHOWALTER, 1979).

Alguns dos métodos teóricos para estimar volume de produto em fase livre no subsolo exigem valores de tensão interfacial como entrada. A obtenção de valores precisos é dificultada por diversas razões. Em primeiro lugar, a medição da tensão interfacial no campo não é geralmente muito prática. Em segundo lugar, embora os valores para alguns hidrocarbonetos de petróleo possam ser obtidas a partir da literatura, estes valores tendem a ser de compostos puros e sob condições ideais, podendo não ser representativos para plumas de produto em fase livre no ambiente subsuperficial (EPA, 1996).

#### 4.5. COMPORTAMENTO DE HIDROCARBONETOS NO SOLO

O comportamento de produtos oleosos em fase livre no solo também depende de diversos fatores que são tanto função das propriedades dos fluidos quanto do meio geológico. Esses fatores são a pressão capilar, permeabilidade relativa, molhabilidade, saturação e saturação residual. A EPA (1996) destaca que apesar de estarem todos relacionados, pressão capilar e a permeabilidade relativa são os mais relevantes.

A tensão capilar restringe a mobilidade da fase livre e o movimento tende a seguir percursos onde as tensões capilares são baixas, tais como em material de textura grosseira. Por outro lado, a permeabilidade é uma função do teor de umidade e também controla a mobilidade dos líquidos num meio poroso. Quando mais do que um fluido (isto é, ar, água, hidrocarbonetos) estão presentes num meio poroso, os fluidos competem pelo espaço poroso, reduzindo a permeabilidade relativa do meio e a mobilidade do fluido (EPA, 1996).

#### 4.5.1. Pressão Capilar

Pressão capilar é a diferença, em pressão, observada entre duas fases que ocupam um mesmo poro (por exemplo, água e óleo). Como resultado da tensão interfacial, a fronteira entre os dois fluidos imiscíveis é uma superfície curvada. A pressão capilar é a alteração de pressão ao longo da interface curva. Na zona vadosa a pressão capilar é negativa (menor que a atmosférica) e é referida como sucção ou tensão. A pressão capilar é maior em meio de granulometria fina (argila e silte) do que em meios de granulometria grosseira (cascalho) (EPA, 1996).

A EPA (1996) ressalta em seu manual que a distribuição e o acúmulo de produto em fase livre no subsolo é influenciada pela pressão capilar, também a umidade do solo e o tamanho e orientação dos poros tem efeito na penetração do produto na zona vadosa. A penetração do produto em fase livre no subsolo é reforçada por condições de solo seco e facilitada pela presença de caminhos inclinados, relativamente permeáveis, tais como os gerados por estruturas de permeabilidade secundárias (por exemplo, fraturas, e cavidades de raízes).

Ao atingir a franja capilar, a resistência ao movimento descendente será aumentada e os hidrocarbonetos vão se espalhar lateralmente e se acumular acima da zona saturada. Desde que haja um fornecimento suficiente de produto orgânico, a espessura da lamina e a pressão descendente vão continuar a aumentar. Eventualmente, o produto de petróleo (fluido não-molhante) vai começar a deslocar a água (líquido molhante) e entrar nos maiores poros. A pressão necessária para que isto ocorra é conhecida como a "pressão crítica de entrada" (CARY *et al.*, 1991). Da mesma forma, na zona saturada, hidrocarbonetos tendem a se espalhar lateralmente sobre barreiras capilares de granulometria fina e se mover através de fraturas e meios de granulometria mais grosseira.

A espessura de coluna de hidrocarboneto necessária para desenvolver pressão suficiente para ultrapassar a força capilar de resistência é conhecida como a espessura crítica. Como as forças capilares podem restringir a migração de produto em meios saturados de água, camadas de granulometria fina podem agir como barreiras capilares. Isto é, antes que o produto livre possa penetrar em meio poroso saturado, a pressão hidráulica de hidrocarboneto deve exceder a resistência das forças capilares (SCHWILLE, 1988). Em meios heterogêneos,

o produto em fase livre tende a se mover através de vias onde os efeitos capilares são mais fracos, tais como seções de areia e cascalho ou grandes fraturas (EPA, 1996).

A EPA (1996) destaca a importância de uma boa avaliação da pressão capilar no cálculo de espessura real de produto em fase livre, relatando que um parâmetro de campo normalmente medido é a espessura de produto em poços de monitoramento, no entanto, esta espessura é geralmente muito maior do que a espessura real no aquífero. Esse exagero é mais pronunciado em meios com fortes efeitos capilares (por exemplo, sedimentos de granulometria fina e argilas) e menos pronunciado nos meios com efeitos capilares fracos (por exemplo, areias e cascalhos).

Traduzindo matematicamente o conceito de capilaridade, a pressão capilar é definida pela Equação 1:

$$P_c = P_{nw} - P_w \quad (1)$$

Onde:

$P_c$  = pressão capilar;

$P_{nw}$  = pressão do fluido não-molhante;

$P_w$  = pressão do fluido molhante.

Para o caso de um capilar com água e óleo o valor de  $P_c$  é dado pela Equação 2, conhecida como Equação de Laplace.

$$P_c = P_o - P_w = 2 \frac{\sigma_{ow} \cos \theta}{r} \quad (2)$$

Onde:

$P_o$  = pressão do óleo;

$P_w$  = pressão da água;

$\sigma_{ow}$  = tensão interfacial óleo-água;

$\theta$  = ângulo de contato;

$r$  = raio do tubo.

Ferreira (2003) destaca que para que a água seja deslocada pelo óleo em um capilar molhado, a pressão do óleo deve ser tal que  $P_o \geq P_w + P_c$ . Quando  $P_{nw} \geq P_w + P_c$  o deslocamento é referido como “drenagem”. A drenagem refere-se ao fluxo resultante de uma

diminuição na saturação do fluido molhante. Quando  $P_{nm} \leq P_w + P_c$ , o fluido molhante embebe e desloca o fluido não molhante. O efeito de “embebição” refere-se ao fluxo resultante de um aumento na saturação do fluido molhante. O efeito pode ser visualizado na Figura 4.

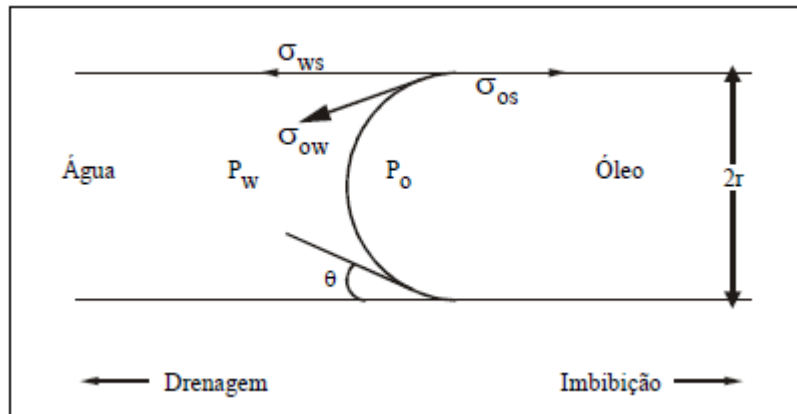


Figura 4 - Conceito de pressão capilar em um capilar. (Fonte: Adaptado Chatzis, 1983)

O fenômeno da ascensão capilar, traduzido matematicamente na equação de elevação da água ( $h_c$ ) no tubo capilar, Equação 3, é simplesmente a pressão dividida pelo peso específico da água. Deste modo, a pressão capilar e a altura da elevação capilar são proporcionais à tensão interfacial e inversamente proporcional ao raio do canal dos poros (FERREIRA, 2003).

$$h_c = \frac{2\sigma \cos\theta}{\gamma r} \quad (3)$$

Onde:

$h_c$  = altura da ascensão capilar (cm);

$\gamma$  = peso específico da água (dinas/cm<sup>3</sup>);

$\sigma$  = tensão interfacial (dinas/cm);

$\theta$  = ângulo de contato (graus);

$r$  = raio da garganta dos poros (cm).

Para um meio poroso, existem fórmulas que permitem estimar a altura de ascensão capilar em função do diâmetro efetivo dos grãos e da porosidade, como a Equação 4 (Polubarianova-kochina, 1952).

$$h_c = \frac{0.45(1 - \eta)}{d_{10}\eta} \quad (4)$$

Onde:

$h_c$  = altura da ascensão capilar;

$\eta$  = porosidade efetiva;

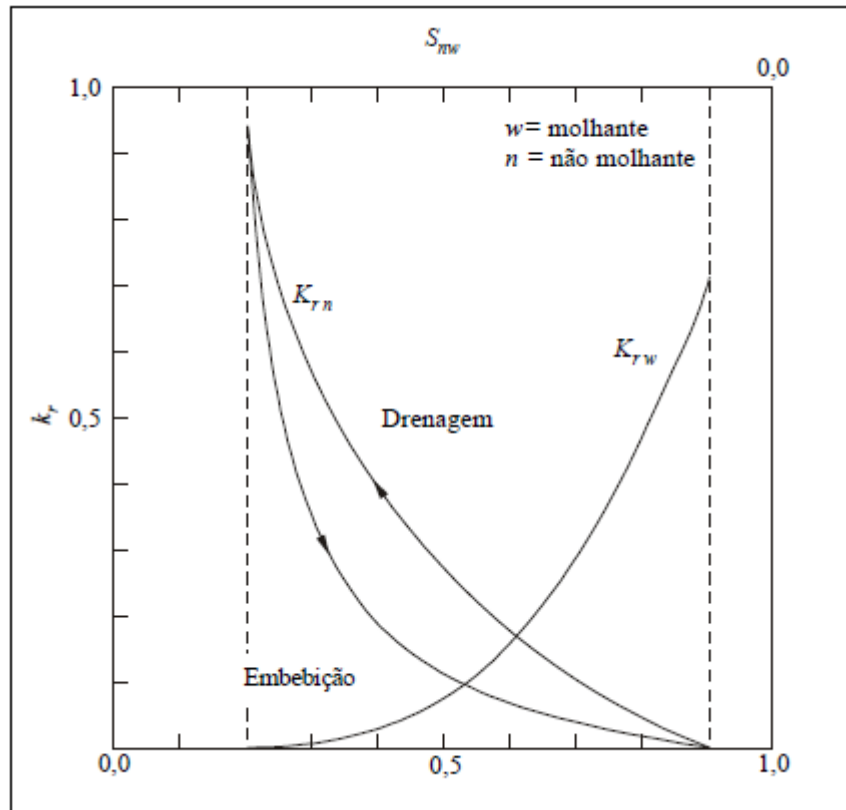
$d_{10}$  = diâmetro efetivo dos grãos (cm).

#### 4.5.2. Permeabilidade Relativa

A permeabilidade relativa é uma medida direta da habilidade do meio poroso conduzir um fluido quando da existência de um ou mais fluidos. Pode ser expressa como a razão entre a permeabilidade efetiva de um fluido, a uma saturação especificada, para a permeabilidade intrínseca do meio a 100% de saturação (MERCER E COHEN, 1990). A permeabilidade relativa de um meio geológico que está completamente saturada com um determinado fluido é igual à permeabilidade intrínseca do meio. Quando mais do que um fluido (isto é, ar, água, hidrocarboneto de petróleo) existem em um meio poroso, os fluidos competem por espaço nos poros, reduzindo, assim, a permeabilidade relativa do meio à mobilidade de fluidos (EPA, 1996).

As curvas de permeabilidade relativa são propriedades do fluxo e representam o efeito da composição da geometria do poro, molhabilidade, distribuição do fluido e saturação (Ferreira, 2003). A Figura 5 mostra curvas típicas de permeabilidades relativas em função da saturação para os fluidos molhante e não molhante.





**Figura 5 - Curvas de permeabilidade relativas típicas.  $S_{nw}$  – Saturação de fluido não molhante;  $S_w$  – Saturação do fluido molhante. (Fonte: Demond e Roberts, 1987 apud Ferreira, 2003)**

Nesta figura, observa-se que a permeabilidade relativa do fluido molhante torna-se zero em  $S_w = 0,2$ ; e a permeabilidade relativa do fluido não molhante torna-se zero em  $S_{nw} = 0,1$ . Estas saturações são parâmetros característicos conhecidos como saturação residual para o fluido não molhante e saturação irreduzível para o fluido molhante. O padrão de saturação residual mostrado pelo exemplo ( $S_{nw} > S_w$ ) é observado frequentemente. Um fluido na saturação residual ou irreduzível não é capaz de fluir porque em níveis de baixa saturação o fluido não é conectado através da rede de poros (FERREIRA, 2003).

Devido à dificuldade associada a ensaios de campo e laboratório para determinação da permeabilidade relativa, abordagens teóricas podem ser utilizadas para estimar este parâmetro a partir de dados de pressão capilar, de mais fácil aquisição (LENHARD e PARKER, 1987). Permeabilidade relativa também pode ser estimada a partir de dados sobre tamanho de grãos para materiais inconsolidados (MISHRA *et al.*, 1989).

### 4.5.3. Molhabilidade

Molhabilidade, que depende da tensão interfacial, refere-se à propagação preferencial de um fluido sobre superfícies sólidas num sistema de dois fluidos (MERCER e COHEN, 1990). Devido à dependência da tensão interfacial, o tamanho dos poros do meio geológico influencia fortemente sobre qual fluido será o molhante e qual será o não molhante.

A força adesiva dominante, entre a superfície do fluido e as superfícies sólidas do meio, resulta em o fluido molhante (tipicamente água) ser atraído pelo meio poroso e o fluido não molhante (tipicamente hidrocarbonetos ou ar) ser repellido (BEAR, 1972). Na zona saturada, a água será geralmente o fluido molhante, deslocando o LNAPL (NEWELL et al., 1995). Enquanto que o fluido molhante (normalmente água num sistema de hidrocarbonetos e água) tende a revestir as superfícies sólidas e ocupar aberturas menores em meios porosos, o fluido não molhante tende a ser constringido para as aberturas maiores, isto é, fraturas e espaços porosos relativamente grandes (EPA, 1996).

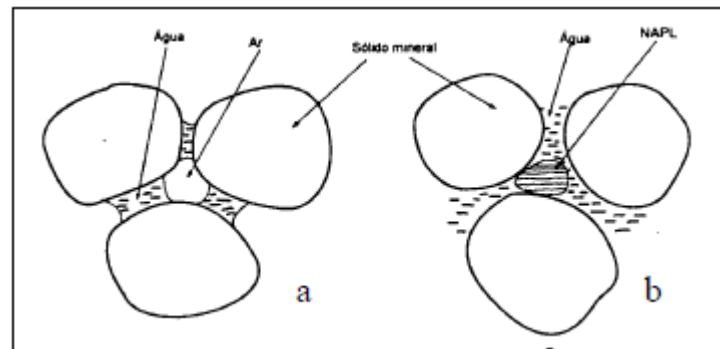
### 4.5.4. Saturação

O nível de saturação possível no meio subterrâneo define a distribuição volumétrica dos hidrocarbonetos de petróleo, além de ser função de outras propriedades (pressão capilar e permeabilidade relativa) (EPA, 1996). A saturação de um meio poroso pode ser definida como a fração relativa do espaço poroso total que contem um fluido em particular (NEWELL et al., 1995). O nível de saturação para cada um dos fluidos varia entre zero (o fluido não está presente no espaço poroso e a saturação é 0%) e um (o fluido ocupa completamente o espaço poroso e a saturação é 100%) (EPA, 1996).

Os ciclos de embebição e de drenagem de um meio poroso diferem uns dos outros como resultado de diferenças na saturação, a molhabilidade, e a pressão capilar. Durante a drenagem, os poros maiores drenam o fluido molhante (isto é, água) rapidamente, enquanto os poros menores drenam lentamente ou acabam por nem drenar. Durante a embebição, os poros menores são preenchidos primeiro, os poros maiores são preenchidos na sequência. A consequência desse fenômeno é que a zona vadosa reterá menos hidrocarbonetos de petróleo em fase residual do que a zona saturada (EPA, 1996).

#### 4.5.5. Saturação Residual

Saturação residual se refere ao nível de saturação no qual uma massa contínua de hidrocarbonetos de petróleo (NAPL) se tornam descontínuas e imóveis pela atuação das forças capilares (EPA, 1996). O fluido é preso por forças capilares nas partes estreitas do poro, como exemplificado por Ferreira (2003) em seus exemplos que seguem. A Figura 6a mostra a saturação pendular com água como fluido molhante e o ar como fluido não molhante. A saturação residual de um fluido não molhante é algumas vezes chamada de saturação insular (Figura 6b), onde uma pequena quantidade de NAPL está em um aquífero, cuja água é o fluido molhante e o fluido não molhante ocorre como uma bolha no centro do poro.



**Figura 6 - Exemplos de tipos diferentes de saturação residual. (Fonte: Adaptado de Domenico e Schwartz, 1998 apud Ferreira, 2003)**

Geralmente quanto menor a granulometria do solo, maior a saturação residual. Já no caso de fluidos viscosos, quanto mais viscoso, maior sua tendência de deixar fase residual. Em seu manual, a EPA (1996), destaca que apesar de valores de campo serem difíceis de medir e até mesmo de estimar, a saturação residual tende a ser muito maior na zona saturada (0,15 á 0,50) do que na zona vadosa (0,10 á 0,20) (MERCER E COHEN, 1990).

#### 4.6. MIGRAÇÃO DE LNAPLs

A subsuperfície pode ser dividida em duas zonas com base no teor de água, a zona vadosa e a zona saturada. O movimento de hidrocarbonetos de petróleo no subsolo é

fundamentalmente diferente nas zonas vadosa e saturadas. O limite entre as duas zonas é comumente designado como lençol freático, que é a superfície onde a pressão da água igual à pressão atmosférica (EPA, 1996).

A migração dos hidrocarbonetos é fortemente afetada pelos mesmos fatores que regem o fluxo das águas subterrâneas. Em geral, os hidrocarbonetos líquidos movimentam-se na mesma direção que as águas subterrâneas, mas a uma taxa inferior, devido à maior viscosidade e baixa permeabilidade relativa (EPA, 1996).

#### **4.6.1. Altura Piezométrica (Carga Hidráulica)**

As medições de elevação da água subterrânea em poços de monitoramento e piezômetros (um poço aberto para um intervalo estreito) são os dados base para caracterizar o sentido de escoamento das águas subterrâneas. Como descrito pela EPA (1996), o princípio básico da hidrologia de águas subterrâneas é descrito pela Lei de Darcy, que se refere ao fluxo em meios porosos através de um gradiente hidráulico. A água subterrânea flui na direção e sentidos do gradiente hidráulico; isto é, a partir de áreas de maior cota piezométrica para áreas de menor. O gradiente hidráulico é definido pela mudança de cota piezométrica, por unidade de distância, em um determinado ponto e uma dada direção.

Pelo fato de hidrocarbonetos de petróleo possuírem uma densidade diferente daquela da água, nem a elevação medida de produto em fase livre, nem a elevação de água medido em um poço que contenha produto em fase livre, podem representar a cota piezométrica para este determinado local. Medições de elevações de fluidos medidos em poços de monitoramento devem ser corrigidas para determinar corretamente a direção do fluxo de água subterrânea e taxas.

A EPA (1996) recomenda a utilização da equação 5 no cálculo da cota piezométrica de poços que possuem produto em fase livre.

$$h_{cp} = h_m + \left( H_0 \frac{\rho_0}{\rho_w} \right) \quad (5)$$

Onde:

$h_{cp}$  = cota piezométrica corrigida (m);

$h_m$  = elevação medida da interface hidrocarboneto – água (m);

$H_0$  = espessura da camada de hidrocarboneto (m);

$\rho_0$  = densidade do hidrocarboneto (g/ml);

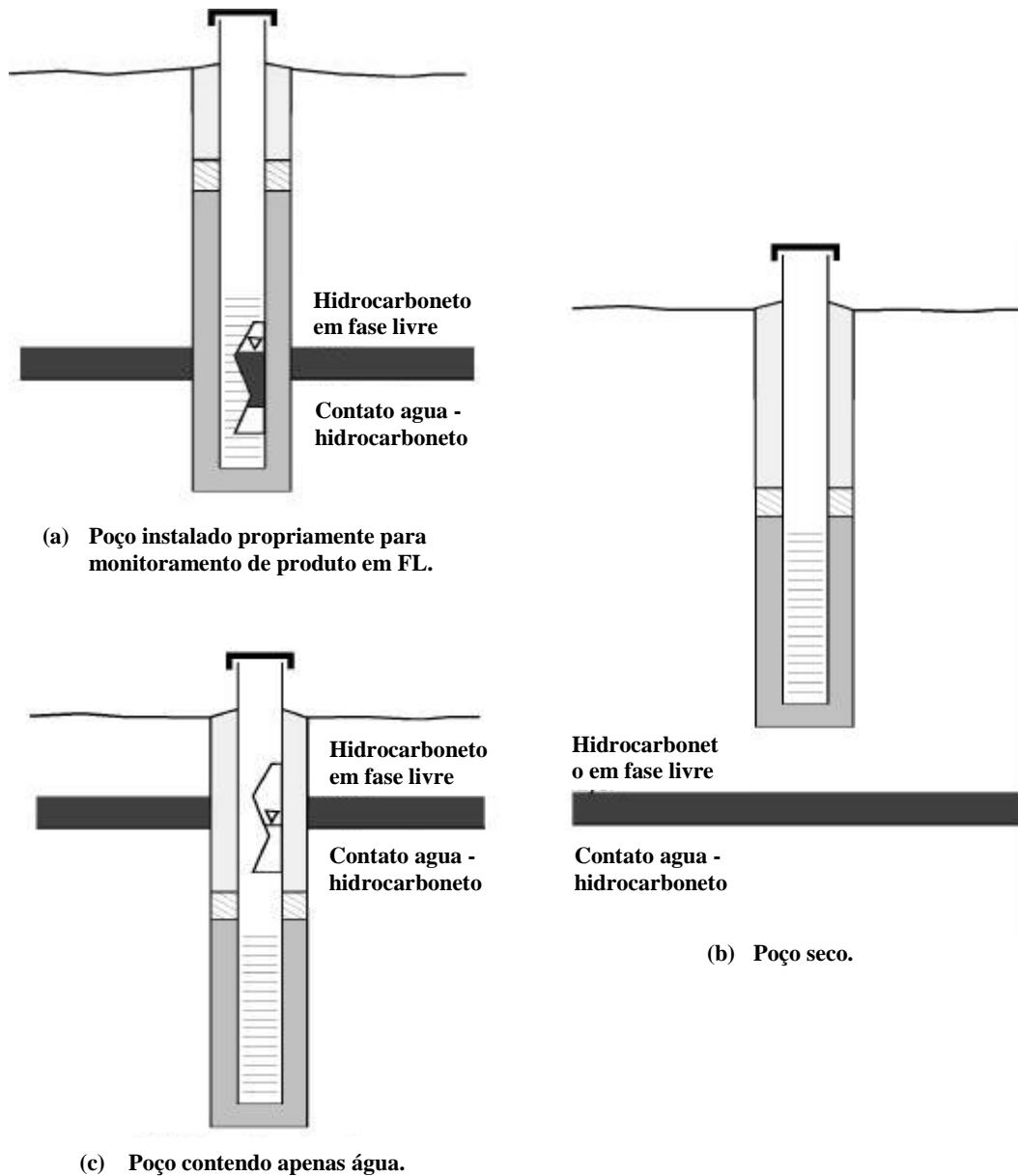
$\rho_w$  = densidade da água (g/ml); geralmente assumida = 1.0.

#### 4.7. MEDIDA DE ESPESSURA DE FASE LIVRE DE CONTAMINANTES

Existem diversos instrumentos para avaliação da medida de espessura de fase livre no meio poroso, uma delas se refere à medidas indiretas através de poços de monitoramento. Poços bem instalados e construídos podem ser utilizados tanto para delimitar a extensão de fase livre, quanto para acompanhar temporalmente a alteração na acumulação (EPA, 1996).

Apesar disso, é importante lembrar que poços de monitoramento estão sujeitos a significantes limitações na sua habilidade de prover medidas precisas da espessura de produto em fase livre nas suas redondezas. Nesses casos a posição da abertura do poço (filtro) é muito importante, produto em fase livre só pode ser acumulado no poço se a seção filtrante atravessar toda a zona de produto livre (Figura 7a). Poços que possuam seção filtrante acima do nível freático geralmente ficam secos (Figura 7b), já poços que possuam seção filtrante abaixo, vão acumular água, mas não produto em fase livre (Figura 7c) (EPA, 1996).

Poços de monitoramento podem ser instalados por diferentes métodos. O método mais utilizado consiste no *hollow-stem augers*. Nesse método o revestimento do poço e a seção filtrante são inseridos através da abertura da broca. Dependendo da estabilidade do furo de poço, a areia do pré-filtro, o selo sanitário, e a argamassa podem ser colocados conforme a broca é retraída ou depois da broca ter sido removida. Após a instalação do poço, o mesmo deverá ser desenvolvido por surgência ou bombeamento até que a água fique livre de turbidez (EPA, 1996).

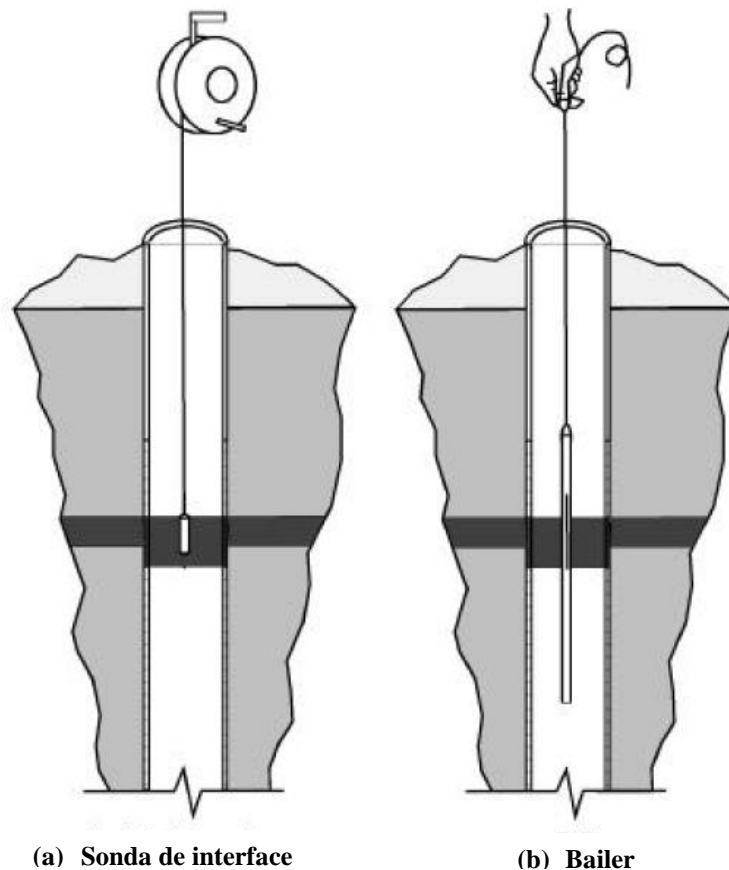


**Figura 7 - Instalação de poços de monitoramento e sua habilidade de detectar produto em fase livre.**

(Fonte: Adaptado de API, 1996)

A presença de produto em fase livre em um poço é indicada pela acumulação de uma espessura mensurável de hidrocarbonetos. Comumente são utilizados dois métodos para realizar a medição da espessura de fase livre, a saber: sonda de interface e *bailer*. As sondas de interface comercialmente disponíveis conseguem determinar a presença, tanto do óleo quanto da água, com precisão de 0,01 cm, sempre quando possível as medições devem ser realizadas com o uso dessa ferramenta (Figura 8a). O *bailer* é basicamente um tubo oco e transparente com uma válvula de retenção na extremidade inferior, comumente de PVC. Sua

utilização para a determinação de espessura de produto em fase livre deve ser evitada, pois não consegue representar fielmente a espessura presente no poço (Figura 8b). Assim, seu uso deve ser limitado para a verificação de existência ou coleta de amostra (EPA, 1996).



**Figura 8 - Métodos de medição de acumulação de hidrocarbonetos em fase livre em um poço de monitoramento. (Fonte: Adaptado de API, 1996)**

As limitações dos poços de monitoramento, em prover informações representativas da espessura de produto em fase livre no solo adjacente, são muito bem documentadas (EPA, 1996). Nos itens a seguir serão explicitados sete métodos para estimar a espessura real de produto em fase livre no meio poroso, todos reportados por Ballesterio *et al.* (1994). Os métodos podem ser reunidos em quatro grupos, quanto seus princípios adotados, como explicitado a seguir:

- Correlação baseada na densidade do hidrocarboneto líquido (Pastrovich et al., 1979);
- Correlação baseada nas propriedades do meio geológico (Hall, *et al.*, 1984);
- Correlação baseada na altura da franja capilar (Blake e Hall, 1984; Ballesteros *et al.*, 1994; e Schiegg, 1985); e
- Modelos baseados em relações ideais de pressão capilar para meios porosos homogêneos. (Farr *et al.*, 1990; e Lenhard e Parker, 1990).

#### 4.7.1. Método de Pastrovich *et al.* (1979)

Este método é dependente exclusivamente da densidade do hidrocarboneto líquido, relativamente à densidade da água. Para um hidrocarboneto líquido com uma densidade de 0,8, e assumindo a densidade da água é igual a 1,0, a espessura de hidrocarboneto no meio poroso (espessura real) é apenas um quarto da espessura medida no poço (espessura aparente). Resumidamente pode-se entender que a espessura de hidrocarboneto medido no poço de monitoramento é quatro vezes maior do que a espessura efetiva na formação. A descrição matemática do método pode ser encontrado na Equação 6.

$$H_f = \frac{H_o(\rho_w - \rho_o)}{\rho_o} \quad (6)$$

Onde:

$H_f$  = espessura de produto oleoso na formação adjacente (m);

$H_o$  = espessura de produto oleoso medido no poço (m);

$\rho_o$  = densidade do produto oleoso (g/ml);

$\rho_w$  = densidade da água (g/ml).

A principal limitação deste método é a de não serem considerados os efeitos de diferentes tipos de solo (EPA, 1996). A Figura 9 ilustra que, em geral, a razão entre espessura aparente e real de produto em fase livre aumenta à medida que a granulometria do solo diminui. Logo, esse método pode ser mais preciso para solos de granulometria fina (siltes e argilas), do que em solos de granulometria mais grosseria (areia) (EPA, 1996).



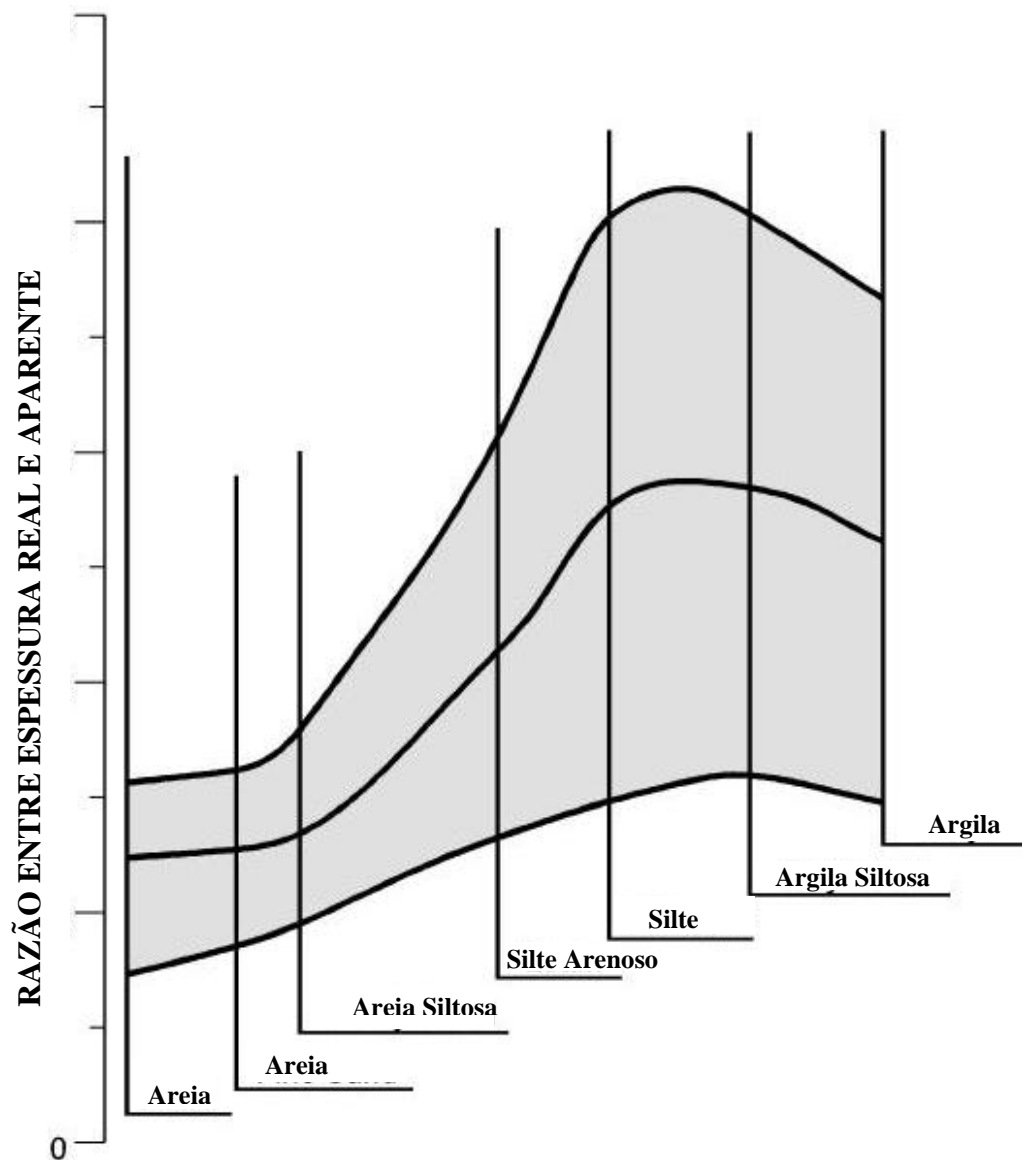


Figura 9 – Razão da espessura aparente e real de produto em fase livre para diversos tipos de solo. (Fonte: Adaptado EPA, 1990).

#### 4.7.2. Método de Hall *et al.* (1984)

Esse método depende exclusivamente de um fator de formação empírico, não relacionado com qualquer outro fator de formação encontrado na literatura específica de petróleo (BALLESTERO *et al.* 1994). Hall *et al.* (1984) ressalta que é necessária uma espessura mínima de hidrocarbonetos no poço para que o método seja válido. No Quadro 3 podem ser encontrados os valores de espessura aparente mínima e fatores de formação.

**Quadro 3 - Valores aproximados de fator de formação e espessura aparente mínima.**

<b>Classificação do Solo</b>	<b>Espessura aparente mínima (cm)</b>	<b>Fator de formação (F) (cm)</b>
<b>Areia grossa</b>	8.0	5.0
<b>Areia média</b>	15.0	7.5
<b>Areia fina</b>	23.0	12.5

(Fonte: Adaptado Hall et al., 1984)

A EPA (1996) explica que a principal dificuldade do método é a de selecionar um valor de fator de formação adequado, principalmente quando o solo não é um dos três tipos listados ou é constituído por diversas camadas. A Equação 7 traduz matematicamente o método de Hall *et al.* (1984).

$$H_f = H_o - F \quad (7)$$

Onde:

$H_f$  = espessura de produto oleoso na formação adjacente (m);

$H_o$  = espessura de produto oleoso medido no poço (m);

$F$  = Fator de formação (m).

#### **4.7.3. Método de Blake e Hall (1984)**

O método desenvolvido por Blake e Hall (1984) é bastante direto, dependendo apenas de medidas de espessura, apesar de o parâmetro “ $h_a$ ” ser de difícil aquisição, especialmente em campo. A equação que define o método é a que segue, Equação 8.

$$H_f = H_o - (x + h_a) \quad (8)$$

Onde:

$H_f$  = espessura de produto oleoso na formação adjacente (m);

$H_o$  = espessura de produto oleoso medido no poço (m);

$h_a$  = distância a partir do lençol freático até a base da pluma de hidrocarbonetos móvel (m).

$x$  = distância do lençol freático até a interface entre o produto em fase livre e a água subterrânea no poço de monitoramento (m).

O parâmetro  $x$  do método também pode ser definido pela Equação 9.

$$x = H_o \times \rho_o \quad (9)$$

Onde:

$H_o$  = espessura de produto oleoso medido no poço (m);

$x$  = distância do lençol freático até a interface entre o produto em fase livre e a água subterrânea no poço de monitoramento(m);

$\rho_o$  = densidade do produto oleoso (g/ml).

Ballestero *et al.* (1994) indica que “ $h_a$ ” deve ser igual à altura da franja capilar quando a espessura de hidrocarboneto na formação é relativamente pequena uma vez que nenhuma água dos poros é deslocada. Conforme a espessura do produto em fase livre vai aumentando, a franja capilar sofre uma redução da sua espessura, pelo deslocamento da água presente nos poros, implicando numa redução do valor de “ $h_a$ ”. Quando a camada de hidrocarboneto atinge o nível freático, o valor de “ $h_a$ ” torna-se zero. Neste ponto, a espessura de hidrocarboneto na formação é igual à distância entre a parte superior da camada de produto em fase livre e a elevação verdadeira do lençol freático.

#### 4.7.4. Método de Ballestero *et al.* (1994)

O método de Ballestero *et al.* (1994) é essencialmente equivalente ao método de Blake e Hall (1984) quando a medição do parâmetro “ $x$ ” não está disponível, mas a densidade e a espessura do produto no poço de monitoramento são conhecidas. Logo, substituindo a

Equação 9 na Equação 8, obtemos Equação 10, que resume o método de Ballestero *et al.* (1994).

$$H_f = ((1 - \rho_o) \cdot H_o) - h_a \quad (10)$$

Onde:

$H_f$  = espessura de produto oleoso na formação adjacente (m);

$H_o$  = espessura de produto oleoso medido no poço (m);

$\rho_o$  = densidade do produto oleoso (g/ml);

$h_a$  = distância a partir do lençol freático até a base da pluma de hidrocarbonetos móvel (m).

Segundo a EPA (1996) a principal limitação desse método, bem como para o método de Blake e Hall (1984), é a dificuldade da medição do parâmetro “ $h_a$ ” em campo.

#### 4.7.5. Método de Schiegg (1985)

O método de Schiegg (1985) basicamente tenta corrigir o exagero da espessura de fase livre aparente nos poços de monitoramento pela subtração de um termo constante ( $2 h_{c,dr}$ ) que depende do tipo de solo (Quadro 4).

**Quadro 4 - Valores típicos de  $h_{c,dr}$  para diferentes tipos de solo.**

<b>Classificação do Solo</b>	<b>Valores típicos para <math>h_{c,dr}</math> (cm)</b>
<b>Areia grossa</b>	2 - 5
<b>Areia média</b>	12 - 35
<b>Areia fina</b>	35 - 70

(Fonte: Adaptado de Bear, 1972)

A relação para este método é bem simples e apresentada na Equação 11. A limitação do método consiste em depender de um fator que é difícil de ser determinado com precisão (EPA, 1996).

$$H_f = H_o - 2(h_{c,dr}) \quad (11)$$

Onde:

$H_f$  = espessura de produto oleoso na formação adjacente (m);

$H_o$  = espessura de produto oleoso medido no poço (m);

$h_{c,dr}$  = constante de tipo de solo (m).

#### 4.7.6. Método de Farr *et al.* (1990)

O método de Farr *et al.* (1990) é dependente de condições de equilíbrio estático. A Equação 12 apresenta as relações do autor para o caso específico em que o solo apresente grande valor do índice de distribuição de poro de Brooks-Corey (1964), além de possuir uma distribuição uniforme de tamanho de poro.

$$V_o = \phi(1 - S_r)D \left[ \left( \frac{H_o}{D} \right) - 1 \right] \quad (12)$$

Onde:

$V_o$  = volume de hidrocarboneto na formação adjacente ( $m^3/m^2$ );

$\phi$  = porosidade do solo;

$S_r$  = saturação residual;

$D$  = função da pressão de deslocamento interfluidos e hidrostática;

$H_o$  = espessura de produto oleoso medido no poço (m);

A função de deslocamento de fluidos, parâmetro “D”, pode ser calculado pela Equação 13.

$$D = \frac{P_d^{ow}}{\Delta\rho g} - \frac{P_d^{ao}}{\rho_o g} \quad (13)$$

Onde:

$P_d^{ow}$  = pressão de deslocamento água – hidrocarboneto;

$P_d^{ao}$  = pressão de deslocamento ar – hidrocarboneto;

$\Delta\rho$  = diferença de densidade entre hidrocarboneto e água ( $\rho_w - \rho_o$ );

$g$  = aceleração da gravidade ( $m/s^2$ );

$\rho_o$  = densidade do hidrocarboneto.

As pressões de deslocamento de água-hidrocarboneto ( $P_d^{ow}$ ) e ar-hidrocarboneto ( $P_d^{ao}$ ) são calculadas através de uma analogia de um sistema trifásico para um sistema bifásico, através da Equação 14 e da Equação 15. Determinando respectivamente “ $P_d$ ” pelo modelo de Brooks e Corey (1964) ou “ $\alpha$ ” pelo modelo de Van Genuchten (1980).

$$\frac{P_d^{ao}}{\sigma_{ao}} = \frac{P_d^{ow}}{\sigma_{ow}} = \frac{P_d^{aw}}{\sigma_{aw}} \quad (14)$$

Onde:

$P_d^{ao}$  = pressão de deslocamento ar – hidrocarboneto;

$P_d^{ow}$  = pressão de deslocamento água – hidrocarboneto;

$P_d^{aw}$  = pressão de deslocamento ar – água;

$\sigma_{ao}$  = tensão interfacial ar – hidrocarboneto

$\sigma_{ow}$  = tensão interfacial água – hidrocarboneto

$\sigma_{aw}$  = tensão interfacial ar – água.

$$\sigma_{ao}\alpha_{ao} = \sigma_{ow}\alpha_{ow} = \sigma_{aw}\alpha_{aw} \quad (15)$$

Onde:

- $\alpha_{aw}$  = parâmetro do modelo, relacionado à pressão de entrada, água - ar;
- $\alpha_{ow}$  = parâmetro do modelo, relacionado à pressão de entrada, óleo - água;
- $\alpha_{ao}$  = parâmetro do modelo, relacionado à pressão de entrada, óleo - ar;
- $\sigma_{ao}$  = tensão interfacial ar – hidrocarboneto
- $\sigma_{ow}$  = tensão interfacial água – hidrocarboneto
- $\sigma_{aw}$  = tensão interfacial ar – água.

Os trabalhos de Brooks-Corey (1964) e Van Genuchten (1980) são usados para modelagem de curvas de retenção de água. O modelo de Brooks-Corey é expresso pela Equação 16, já a Equação 17 representa o modelo elaborado por Van Genuchten (1980).

$$\Theta = \left( \frac{\psi_b}{\psi} \right)^\lambda \quad (16)$$

Onde:

- $\Theta$  = teor de humidade normalizado ( $\Theta = (\theta - \theta_r)/(\theta_s - \theta_r)$ , onde  $\theta_r$  e  $\theta_s$  teor de humidade residual e saturada, respectivamente);
- $\psi$  = sucção;
- $\psi_b$  = valor de entrada de ar;
- $\lambda$  = tensão interfacial ar – hidrocarboneto

$$\theta(\psi) = \theta_r + \frac{\theta_s - \theta_r}{[1 + (\alpha |\psi|)^n]^{1-1/n}} \quad (17)$$

Onde:

- $\theta(\psi)$  = curva de retenção de água ( $L^3/L^3$ );
- $|\psi|$  = pressão de sucção (L);
- $\theta_s$  = saturação de água ( $L^3/L^3$ );
- $\theta_r$  = saturação residual de água ( $L^3/L^3$ );

$\alpha$  = parâmetro do modelo, relacionado à pressão de sucção de entrada de ar;  
 $n$  = parâmetro do modelo, medida de distribuição de tamanho de poro.

Vale destacar que os parâmetros “ $V_o$ ” e “ $H_f$ ”, parâmetros de saída dos métodos de avaliação de espessura, apesar de possuírem as mesmas unidades (m), não são equivalentes. Para se determinar a espessura ( $H_f$ ) a partir do volume específico, é utilizada a Equação 18.

$$H_f = \frac{V_o}{\phi(1 - S_r)} \quad (18)$$

Onde:

$H_f$  = espessura de produto oleoso na formação adjacente (m);

$V_o$  = volume de hidrocarboneto na formação adjacente (m<sup>3</sup>/m<sup>2</sup>);

$\phi$  = porosidade do solo;

$S_r$  = saturação residual.

#### 4.7.7. Método de Lenhard e Parker (1990)

O método de Lenhard e Parker é dependente das condições de equilíbrio estático; ele assume um perfil vertical de saturação teórica com base em relações de pressão capilar generalizadas. A Equação 19 apresenta a relação desenvolvida pelos autores, bem como seus desdobramentos Equação 20 e 21.

$$H_f = \frac{\rho_o \beta_{ao} H_o}{\beta_{ao} \rho_o - \beta_{ow} (1 - \rho_o)} \quad (19)$$

Onde:

$H_f$  = espessura de produto oleoso na formação adjacente (m);

$\rho_o$  = densidade do hidrocarboneto;

$H_o$  = espessura de produto oleoso medido no poço (m).



$$\beta_{ao} = \frac{\sigma_{aw}}{\sigma_{ao}} \quad (20)$$

$$\beta_{ow} = \frac{\sigma_{aw}}{\sigma_{ow}} \quad (21)$$

Onde:

$\sigma_{ao}$  = tensão interfacial ar – hidrocarboneto;

$\sigma_{ow}$  = tensão interfacial água – hidrocarboneto;

$\sigma_{aw}$  = tensão interfacial ar – água.

As principais limitações do método são que ele não leva em consideração dinâmicas ou heterogeneidades de pequena escala, e apenas alguns dos parâmetros podem ser medidos no campo. Parâmetros de literatura, para compostos puros, podem ser utilizados como substituto, mas é incerta a aplicabilidade desses valores para misturas envelhecidas de hidrocarbonetos de petróleo no subsolo (EPA, 1996).

#### 4.8. EFEITO DA FLUTUAÇÃO DO NÍVEL DE ÁGUA NA DISTRIBUIÇÃO DE LNAPL

Flutuações no nível freático podem resultar em grandes diferenças nas medições de espessura de hidrocarbonetos, mesmo que o volume *in situ* não sofra alterações significativas. O aumento da espessura de hidrocarbonetos está geralmente ligada ao rebaixamento do nível freático (EPA, 1996).

API (1989) atribui o aumento da espessura a drenagem da zona insaturada. Conforme o lençol freático vai rebaixando, hidrocarbonetos anteriormente presos em fase residual podem ser remobilizados e entrar nos poços de monitoramento. Kempowski e Chiang (1990) relacionam as alterações ao fluxo preferencial do fluido através do poço.

A Figura 10 ilustra o fenômeno do aumento da espessura aparente de hidrocarboneto em fase livre pela redução do nível freático, já a Figura 11 ilustra o efeito contrário, em que a elevação no nível freático ocasiona uma diminuição da espessura aparente.

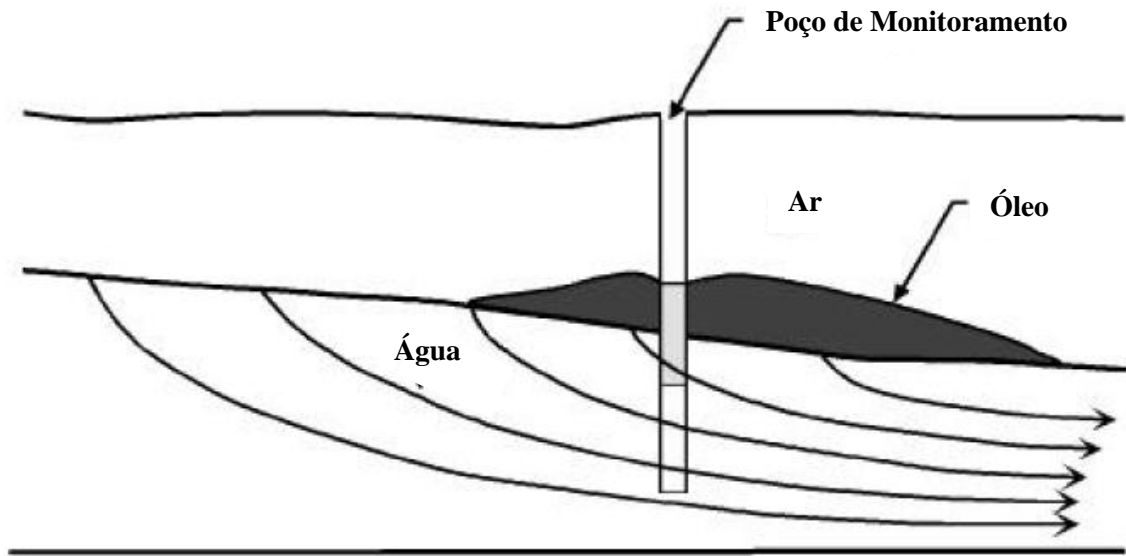


Figura 10 - Aumento da espessura de hidrocarbonetos por redução do nível freático. (Fonte: EPA, 1996)

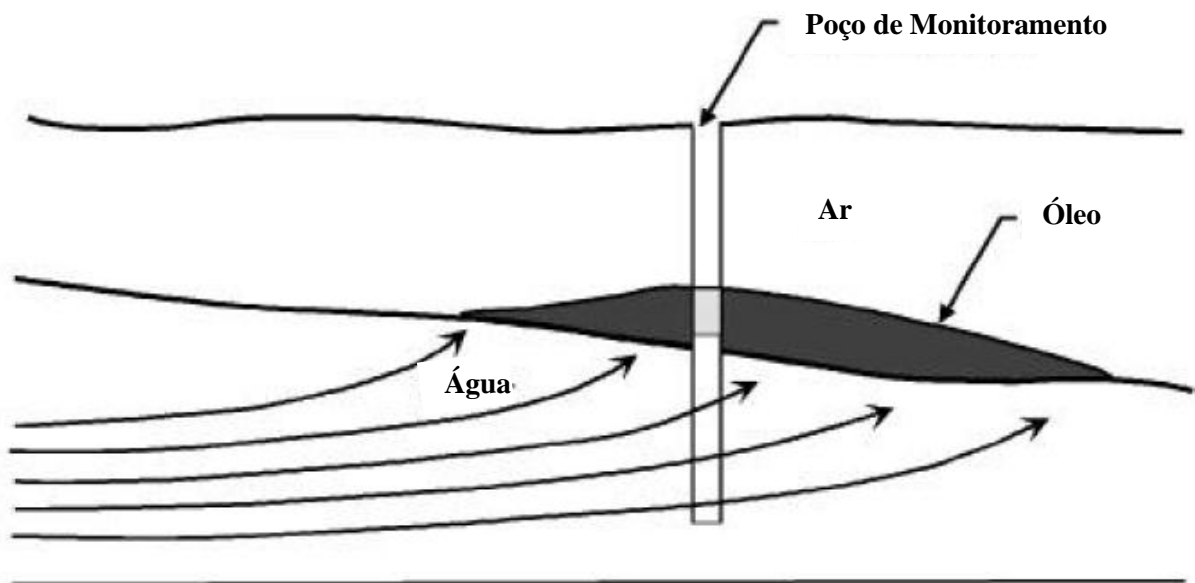


Figura 11 - Redução da espessura de hidrocarbonetos pela elevação do nível freático. (Fonte: EPA, 1996)

## 5. MATERIAIS E MÉTODOS

### 5.1. LEVANTAMENTO DE DADOS EXISTENTES E SELEÇÃO DA ÁREA DE ESTUDO

A avaliação de espessura real de produto em fase livre requer a caracterização detalhada da área de estudo, os dados e informações necessários podem variar dependendo da metodologia adotada e quais são seus parâmetros principais de avaliação. A *Environmental Resources Management* (ERM Brasil Ltda.), durante os trabalhos de investigação ambiental realizados na área, coletou diversos dados e informações relevantes para o desenvolvimento do modelo conceitual do sítio em questão. Muitos desses dados, coletados e analisados, foram utilizados no arcabouço de parâmetros de entrada nas metodologias avaliadas nesse estudo. O Quadro 5, a seguir, apresenta a metodologia envolvida na aquisição de espessura aparente, parâmetros de caracterização do meio e da contaminação da área em estudo.

**Quadro 5 - Metodologia utilizada para a aquisição de espessura aparente, parâmetros de caracterização do meio e da contaminação.**

Tipo	Metodologia
Sondagem do Solo para posterior Instalação dos Poços de Monitoramento	As perfurações iniciaram através de trado manual até a profundidade de 1.5 metros (para constatação da inexistência de interferências subsuperficiais) e após com equipamento hidráulico mecanizado, com 4" de diâmetro externo, para perfuração e instalação dos poços.
Instalação e Desenvolvimento de Poços de Monitoramento	Norma Brasileira ABNT nº 15.495 (Partes 1 e 2)
Medição de Nível de Água e Óleo	As medições de nível de água e óleo foram realizadas com periodicidade mensal. As medidas sempre foram realizadas com medidor de interface ( <i>interface probe</i> ) em relação à cota da boca do poço, o instrumento utilizado foi o <i>Interface Meter</i> , modelo 122 da Solinst.
Caracterização de Produto em Fase Livre	Análise de cromatografia gasosa com detector de massa (CG/MS), executada pelo laboratório químico da empresa que possui o passivo.
Viscosidade e Densidade (óleo)	Determinação da curva de viscosidade (óleo), viscosidade absoluta e cinemática, bem como densidade executadas pelo laboratório químico da empresa que possui o passivo.
Granulometria	Realizada por laboratório certificado utilizando a metodologia descrita pelo Boletim IAC 106/ Embrapa – 2ª. Ed – 2011.
Porosidade Efetiva, Porosidade Total,	Realizada por laboratório certificado utilizando a metodologia descrita pela

Densidade Aparente, Macroporosidade e Microporosidade.	EMBRAPA - 2ª ed – 2011.
Levantamento Planialtimétrico	O levantamento planialtimétrico foi realizado por empresa de topografia especializada com a utilização de estação total, as coordenadas são absolutas e relacionadas ao datum Sirgas-2000. (Por razões de confidencialidade as coordenadas não serão apresentadas nesse estudo)

**Fonte: Autor (2014)**

Da rede total dos poços de monitoramento instalados na área, foram incluídos nas avaliações desse estudo um total de 49 poços de monitoramento do aquífero raso, dos quais 24 poços apresentaram, em algum momento do monitoramento, ocorrência de produto em fase livre. A tabela contendo os dados temporais de nível de água e óleo, coletados pela ERM, podem ser encontradas no Anexo A. O estudo foi direcionado a pluma principal de contaminantes, relacionada a área fonte de ocorrência do vazamento de produto no local de estudo.

## 5.2. CÁLCULO DA ESPESSURA E VOLUME DA FASE LIVRE

Este estudo contempla a utilização de sete metodologias para o cálculo de espessura e volume de fase livre no meio poroso, elas serão apresentadas a seguir, bem como parâmetros e simplificações adotados. Elas foram organizadas segundo seus princípios de maior relevância.

### 5.2.1. Correlação baseada na densidade do hidrocarboneto líquido

Pastrovich *et al.*, (1979) desenvolveram uma correlação (Equação 6) baseada na densidade do hidrocarboneto líquido em relação a água, seu método além da espessura aparente requer apenas a densidade desse hidrocarboneto no poço de monitoramento. Para os cálculos desenvolvidos nesse estudo utilizou-se um valor médio das medidas conhecidas (Quadro 6).

Quadro 6 – Média de densidade do produto oleoso.

Poço de Monitoramento	Densidade Óleo (g/cm <sup>3</sup> )
MW-33	0.846
MW-34	0.835
MW-49	0.805
Média	0.828

Fonte: ERM (2012)

Além do cálculo de espessura, utilizando os resultados dessa correlação, foi determinado o volume de óleo no meio poroso nas imediações de cada poço, pela Equação 18. Os parâmetros utilizados são encontrados no Quadro 7. Posteriormente, estes resultados foram interpolados com a utilização da ferramenta INTERPOL do *software* IDRISI® para a determinação da área da pluma e respectivo volume, adotando o ponto de corte de 5,0 cm para remoção de perturbações de fundo.

Quadro 7 - Parâmetros para cálculo de volume.

Parâmetro	Unidade	Valor adotado	Referência
Saturação Residual	cm <sup>3</sup> /cm <sup>3</sup>	0.015	Rewals <i>et al.</i> (1982) - <i>Silt Loam</i> .
Porosidade Total	%	54.3	ERM (2014) - Próprio sitio.

### 5.2.2. Correlação baseada nas propriedades do meio geológico

Para Hall *et al.* (1984) a espessura real depende das propriedades do meio geológico, sendo a espessura aparente amortizada por um fator de formação do solo (Equação 7), esse fator é dependente da granulometria do solo. Para o solo estudado (Quadro 8), coletado na área central da pluma, existe uma predominância clara de silte com um teor considerável de areia, o que dificulta a determinação confiável de um fator de formação.

No caso, devido à falta de uma referência mais representativa, foi adotado o fator de formação para areias finas, bem como sua respectiva restrição (Quadro 3). Tomando valores

de espessura de fase livre inferiores a restrição como valores equivalentes aos de espessura real.

**Quadro 8 – Distribuição granulométrica da amostra de solo do site (4,0 metros profundidade).**

<b>Parâmetro</b>	<b>Unidade</b>	<b>Resultado</b>
Argila	%	9.32
Silte	%	61.0
Areia Muito Fina	%	11.2
Areia Fina	%	6.06
Areia Média	%	8.06
Areia Grossa	%	3.86
Areia Muito Grossa	%	0.43
Areia Total	%	29.58
Cascalho	%	<0.11

Fonte: ERM (2014)

### 5.2.3. Correlação baseada na altura da franja capilar

O método desenvolvido por Blake e Hall (1984) se baseia em medições diretas de parâmetros em campo (Equação 8), um desses parâmetros é o “x”, que representa a distância do lençol freático até a interface entre o produto em fase livre e a água subterrânea no poço de monitoramento(m).

Para o presente estudo a medida do parâmetro “x” não está disponível. Através da literatura obtemos uma relação (Equação 9) para estimar esse parâmetro, mas essa metodologia já caracteriza um novo método, o de Ballestero et al. (1994). Logo nesse estudo não serão apresentados resultados para o método de Blake e Hall (1994) e sim para apenas seu equivalente Ballestero *et al.* (1994).

Além do parâmetro já explorado por outras metodologias, a densidade do produto oleoso, Ballestero *et al.* (1994) leva em consideração em sua correlação (Equação 10) o parâmetro “ha”, que representa a distância a partir do lençol freático até a base da pluma de hidrocarbonetos móvel.

Em seu estudo Ballestero *et al.* (1994) aponta de o parâmetro “ha” assume valores entre zero e a elevação capilar (“hc”), como não existem medidas diretas de “ha” para o local de estudo o valor adotado foi o da elevação capilar, que representa uma estimativa mais conservadora em termos aproximação da espessura real.

A ascensão capilar foi determinada pela Equação 4 adotando os seguintes parâmetros, Quadro 9.

**Quadro 9 – Parâmetros para cálculo da elevação capilar.**

<b>Parâmetro</b>	<b>Unidade</b>	<b>Valor adotado</b>	<b>Referência</b>
Diâmetro efetivo dos grãos	<b>cm</b>	0.06	Calculado através da distribuição granulométrica - ERM (2014) - Próprio site.
Porosidade efetiva	<b>%</b>	3.14	ERM (2014) - Próprio sitio.

Ainda nas correlações baseadas na altura da franja capilar Schiegg (1985), desenvolveu uma relação (Equação 11), tentando corrigir o exagero reduzindo a espessura real por um fator. Para o presente estudo, os fatores adotados foram os de areia fina, dos valores disponíveis o que mais se aproxima ao solo estudado, limite superior, quando possível, e limite inferior para os demais casos (Quadro 4).

#### **5.2.4. Modelos baseados em relações ideais de pressão capilar para meios porosos homogêneos**

As equações de Farr *et al.*(1990) constituem um modelo dependente das condições de equilíbrio estático. Para os cálculos envolvendo essa metodologia as Equações 12 e 13 foram utilizadas, bem como a analogia expressa na Equação 14. A curva de saturação para o solo em estudo não era um dado disponível, logo, como alternativa valores encontrados na bibliografia específica foram utilizados, adotando parâmetros do modelo de Brooks-Corey (1964) para o calculo dos parâmetros de entrada na equação.

O Quadro 10 mostra os parâmetros utilizados nas equações de Farr *et al.*(1990), principalmente valores de características físico-químicas mais específicas do produto em fase livre precisaram ser estimadas baseadas na sua qualificação como óleo lubrificante.

Vale ressaltar que o método de Farr *et al.*(1990) retorna diretamente o volume de hidrocarboneto na formação adjacente, não sendo estimada a espessura real. O volume total na área foi estimado com o auxílio do *software* IDRISI® com a utilização da ferramenta de interpolação INTERPOL, seguida de operações aritméticas diretas, calculadas *pixel a pixel*, com adoção do ponto de corte de 20,0 cm para perturbações de fundo.

Lenhard e Parker (1990), por sua vez, desenvolveram um conjunto de equações baseadas nos mesmos princípios de Farr *et al.*(1990), mas com metodologias de cálculo distintas para estimar a espessura real e o volume na formação. A espessura real foi estimada pelas Equações 19, 20 e 21, utilizando os mesmos parâmetros adotados nas equações de Farr *et al.*(1990), Quadro 10.

Para o cálculo do volume na formação adjacente, Farr *et al.*(1990) desenvolve um conjunto de equações, Equações 22, 23, 24, 25, 26 e 27, que permitem, através de suas relações, estimar o volume na formação adjacente. Os parâmetros adotados no cálculo foram os mesmos dos demais modelos deste capítulo e podem ser encontrados no Quadro 10. A estimativa de volume total da área, da mesma forma como anteriormente exposto, foi realizado no *software* IDRISI® com o auxílio da ferramenta de INTERPOL, e ponto de corte de 10,0 cm.

**Quadro 10 - Parâmetros de calculo – Equações de Farr *et al.* (1990) e Lenhard e Parker (1990).**

<b>Parâmetro</b>	<b>Unidade</b>	<b>Valor adotado</b>	<b>Referência</b>
Saturação Residual	<b>cm<sup>3</sup>/cm<sup>3</sup></b>	0.015	Rewals <i>et al.</i> (1982) - <i>Silt Loam</i> .
Porosidade Total	<b>%</b>	54.3	ERM (2014) - Próprio site.
Densidade do hidrocarboneto	<b>g/cm<sup>3</sup></b>	0.828	ERM (2014) - Próprio site, valor médio.
Tensão interfacial ar – óleo	<b>dynes/cm</b>	21.4	ESD (1993) <i>apud</i> API (2006)
Tensão interfacial água – óleo	<b>dynes/cm</b>	8.8	ESD (1993) <i>apud</i> API (2006)
Tensão interfacial ar – água	<b>dynes/cm</b>	72.75	EPA (1996)
Pressão de deslocamento ar – água	<b>cm</b>	20.76	Rewals <i>et al.</i> (1982) - <i>Silt Loam</i> .
Índice de distribuição de poros de Brooks-Corey (1964);	-	0.211	Rewals <i>et al.</i> (1982) - <i>Silt Loam</i> .



$$\begin{aligned}
V_o = & \frac{\phi(1 - S_r)}{1 - \rho_o}(C - B) - \frac{\phi(1 - S_r)}{(1 - \rho_o)(1 - \lambda)}B^\lambda(C^{1-\lambda} - B^{1-\lambda}) \\
& + \frac{\phi S_r}{\rho_o}(D - E) + \frac{\phi(1 - S_r)}{\rho_o(1 - \lambda)}E^\lambda(D^{1-\lambda} - E^{1-\lambda}) \\
& - \frac{\phi S_r}{1 - \rho_o}(A - C) - \frac{\phi(1 - S_r)}{(1 - \rho_o)(1 - \lambda)}B^\lambda(A^{1-\lambda} - C^{1-\lambda})
\end{aligned} \tag{22}$$

Para:

$$A = (1 - \rho_o)(z_u - z_{ow}) \tag{23}$$

$$B = h_d/\beta_{ow} \tag{24}$$

$$C = (1 - \rho_o)(z_{ao} - z_{ow} + h_d/\beta_{ow}\rho_o) \tag{25}$$

$$D = \rho_o(z_u - z_{ao}) \tag{26}$$

$$E = h_d/\beta_{ao} \tag{27}$$

Onde:

$\phi$  = porosidade do solo;

$S_r$  = saturação residual;

$\lambda$  = índice de distribuição de poros de Brooks-Corey (1964);

$\rho_o$  = densidade do produto oleoso (g/ml);

$z_u$  = cota de referência (m);

$z_{ow}$  = cota de interface óleo – água (m);

$z_{ao}$  = cota de interface óleo – ar (m);

$h_d$  = pressão de deslocamento ar – água, equivalente a  $P_d^{aw}$  (m);

$\beta_{ow}$  = fusão das tensões interfaciais óleo – água;

$\beta_{ao}$  = fusão das tensões interfaciais óleo – ar.

## 6. DESCRIÇÃO DA ÁREA DE ESTUDO

As informações necessárias à realização deste trabalho foram obtidas dos trabalhos de investigação (preliminar, confirmatória e detalhada) realizados pela *Environmental Resources Management* (ERM Brasil Ltda.) em uma empresa do ramo metal mecânico.

### 6.1. HISTÓRICO DA ÁREA

Na área em estudo, atualmente, são desenvolvidas atividades de conformação de peças através de uma série de prensas rápidas, armazenamento de bobinas de aço e tratamento térmico de componentes.

A área vem sendo investigada e monitorada periodicamente, desde 2008, quando ocorreram as primeiras campanhas de investigação no local, após a verificação de ocorrência de produto em drenos pluviais da área.

Em 2010, após a instalação de alguns poços de monitoramento, foi dada a partida em um sistema de extração multifásico, MPE, que operou durante dois anos. Já no ano de 2012, após a realização de uma investigação detalhada de delimitação da presença de produto em fase livre, as presas rápidas foram apontadas como área fonte da contaminação. No mesmo ano, o sistema de extração de dupla fase foi descontinuado e um sistema de bombeamento de fase livre foi instalado nas imediações da esteira de cavacos da série de prensas rápidas, contando com nove bombas pneumáticas submersas.

A partir de sua instalação, em abril de 2012, o controle de volume extraído de óleo vem sendo verificado mensalmente. Vale destacar, também, que o monitoramento de nível de óleo e água nos poços de monitoramento é realizado com o sistema desligado e os níveis estabilizados. Estas medições também são realizadas com frequência mensal.

### 6.2. CONTEXTO GEOLÓGICO E HIDROGEOLÓGICO

A revisão das características geológicas e hidrogeológicas demonstram que a área está situada sobre o domínio do Complexo Granulítico de Santa Catarina, representado,

predominantemente, por *gnaisse*s de idades arqueanas, com injeções localizadas de rochas graníticas.

As principais características litológicas identificadas na unidade hidrogeológica correspondente ao aquífero raso na área, são descritas a seguir:

- Aterro argilo siltoso com presença de seixos e matacões da superfície do terreno até profundidade variável entre 0,50 a 1,3 metros;
- Solo argilo siltoso com pouca areia (cerca de 3%), coloração variando entre vermelho amarelado (5YR 5/6) e marrom claro a escuro (7.5YR 6/3 a 3/3), com espessura variando da base da camada superior até 5,5 metros podendo chegar até 6,0 metros;
- Solo arenoso de granulometria média a fina, coloração cinza claro (GLEY1 7/N), alto teor de umidade e plasticidade, se distribuindo em uma lâmina de aproximadamente um metro, entre as profundidades de 6,0 e 7,0 metros. Esta formação não possui continuidade espacial, não sendo detectada em diversas sondagens na área.
- A partir da marca dos 7,5 metros de profundidade tem início a zona de alteração de rocha, se estendendo até aproximadamente 9,0 metros. O material é constituído por argila siltosa, com quantidade variável de areia (5 a 10%), cor cinza esverdeado (GLEY1 5/1) e marrom claro (7.5YR 6/3).

O modelo conceitual da área em estudo é apresentado na Figura 12, nele pode ser encontrada uma simplificação e generalização da distribuição litológica, bem como uma representação qualitativa da pluma de produto em fase livre e nível freático.

As cores citadas anteriormente e seus respectivos códigos de referência estão descritos no guia de cores do solo “*Munsell Soil Color Chart*”, edição do ano 2000.

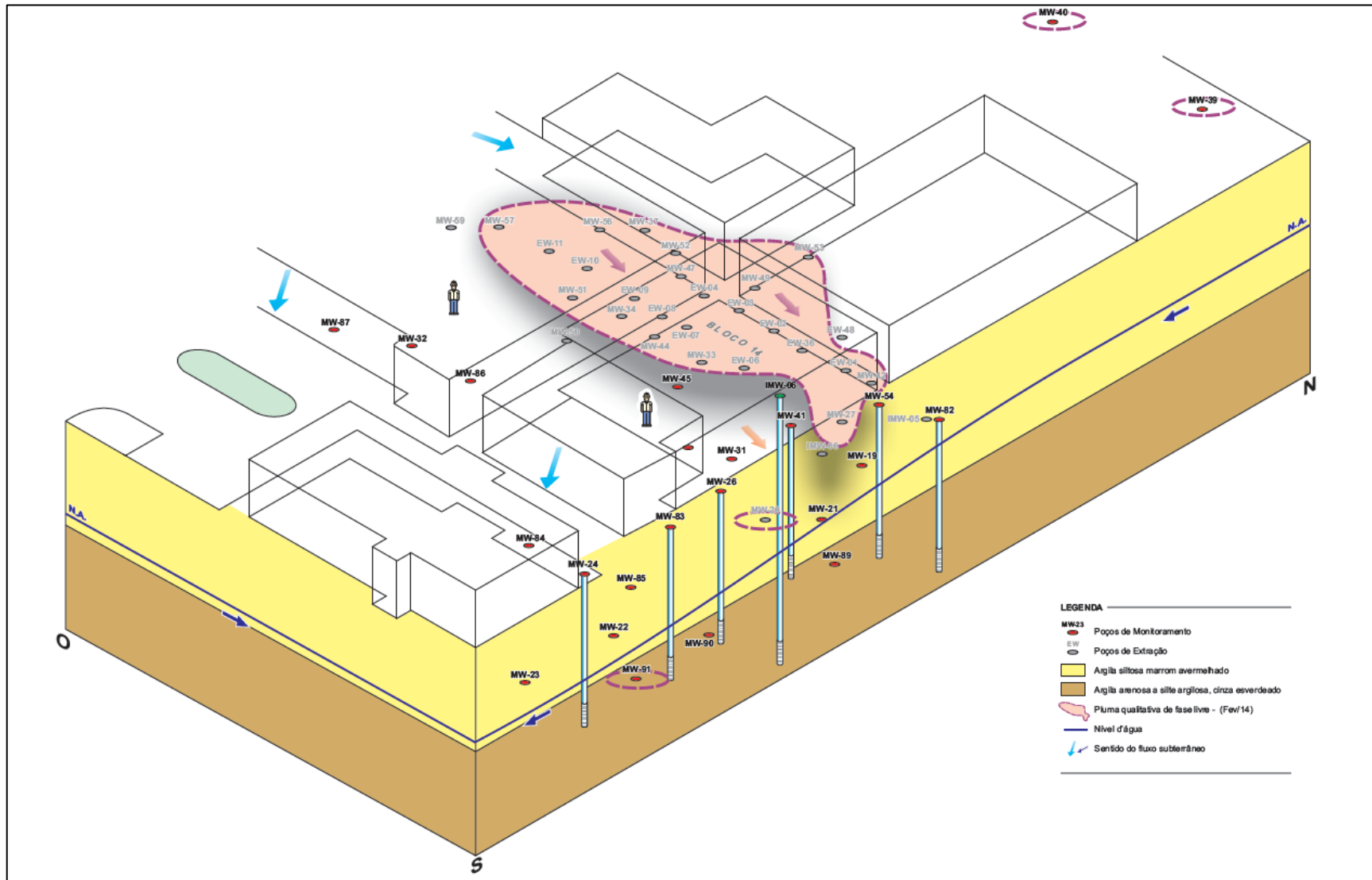


Figura 12 - Modelo conceitual da área de estudo. (Fonte: Adaptado de ERM, 2014).

### 6.3. SENTIDO PREFERENCIAL DO FLUXO DE ÁGUA SUBTERRÂNEA

O Quadro 11 apresenta o sumário das cotas potenciométricas, calculadas com base nos dados topográficos e na medição dos níveis d'água dos poços de monitoramento que não possuem ocorrência de produto em fase livre.

**Quadro 11 - Cotas potenciométricas dos poços de monitoramento sem fase livre (Setembro de 2014)**

Poço	Cota do Topo do Poço (m)	Nível de Água (m) Set/2014	Carga Hidráulica (m) Set/2014
MW 19	21.34	5.960	15.38
MW 21	18.45	1.100	17.35
MW 23	18.33	4.200	14.13
MW 24	21.31	6.950	14.36
MW 25	21.29	4.690	16.60
MW 26	21.34	5.840	15.50
MW 30	21.6	6.300	15.30
MW 31	21.55	6.690	14.86
MW 32	21.56	4.730	16.83
MW 41	21.58	5.360	16.22
MW 45	21.61	5.070	16.54
MW 50	21.59	5.480	16.11
MW 54	21.33	4.700	16.63
MW 82	21.23	5.550	15.68
MW 83	21.37	6.150	15.22
MW 84	21.18	5.410	15.77
MW 85	21.00	5.930	15.07
MW 86	21.27	4.340	16.93
MW 87	21.58	4.640	16.94
MW 88	18.13	3.210	14.92
MW 89	18.387	3.190	15.197
MW 90	17.906	4.140	13.766
MW 92	17.477	5.960	11.517
EW 05	21.73	5.770	15.96

Fonte: *Environmental Resources Management*, (2014).

A direção do fluxo dos aquíferos foi definida por meio da observação da topografia da área e do posicionamento do nível d'água dos poços instalados.

Assim, pode-se observar que o fluxo subterrâneo do aquífero raso tem sentido predominante de noroeste para sudeste (NO-SE), como ilustrado no mapa potenciométrico, apresentado na Figura 13.

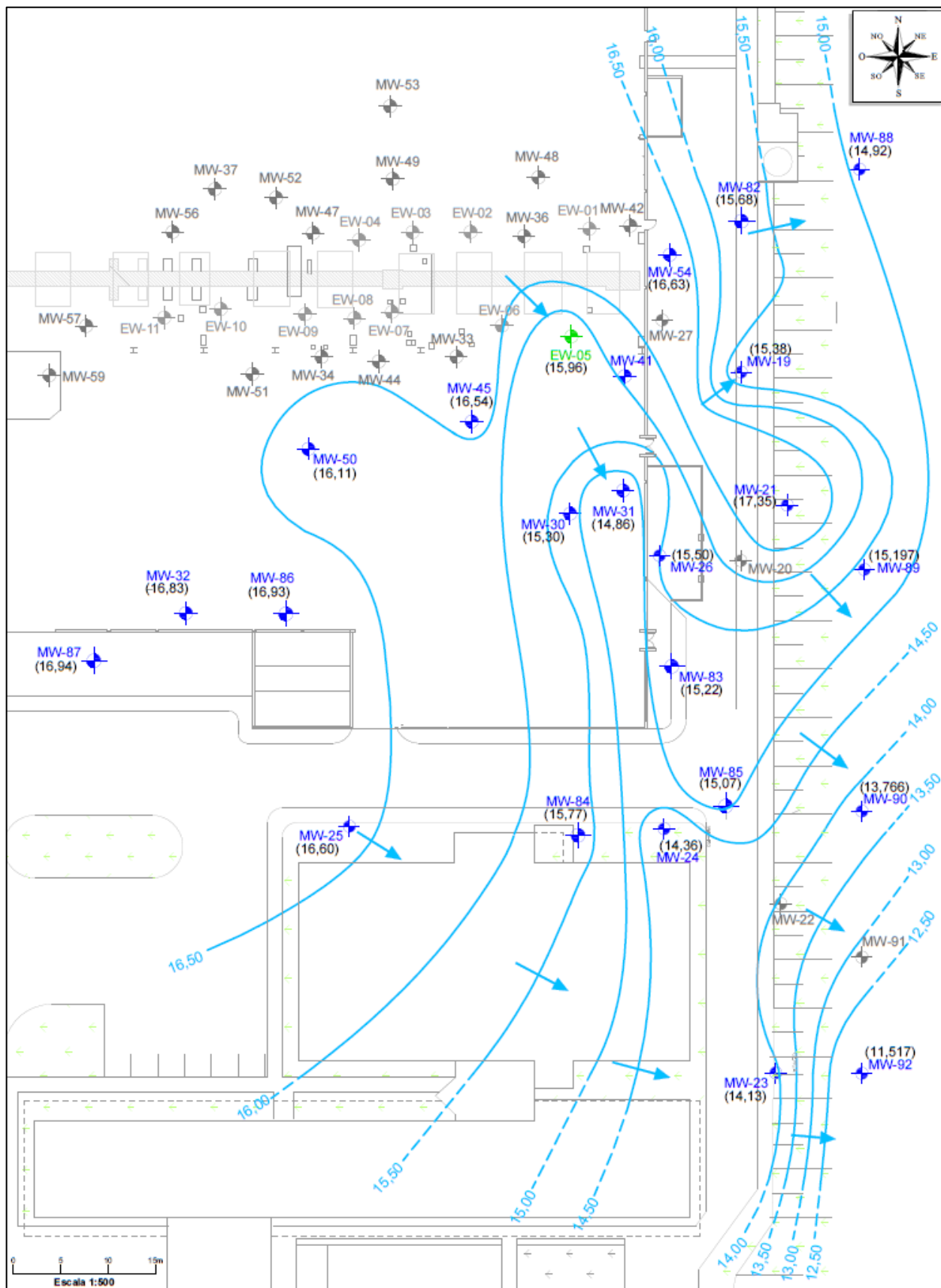


Figura 13 - Mapa potenciométrico aquífero raso. (Fonte: ERM, 2014)

## 7. APRESENTAÇÃO E DISCUSSÃO DE RESULTADOS

Nos capítulos que seguem podem ser encontrados os resultados das avaliações de espessura real e volume de produto em fase livre no meio poroso para a área em estudo.

### 7.1. AVALIAÇÃO DE METODOLOGIAS E ESPESSURA DE FASE LIVRE

A avaliação da espessura real de produto em fase livre foi baseada nos dados coletados na campanha de medição de nível de água e óleo, nos poços de monitoramento, realizada em outubro de 2014. O Quadro 12 apresenta um sumário dos dados de espessura de produto em fase livre, medidos em campo para esta campanha, os resultados de espessura real, calculados através das seis metodologias avaliadas, bem como a média e o desvio padrão referente aos resultados obtidos.

**Quadro 12 - Sumário de avaliação de fase livre, outubro de 2014. Níveis em metros em relação a boca do poço e espessuras em metros para cada metodologia de cálculo. (Média Aritmética e Desvio Padrão)**

Poço	Nível de Óleo (m)	Nível de Água (m)	Espessura Fase Livre (m)	Pastrovich <i>et al.</i> (1979) (m)	Hall <i>et al.</i> (1984) (m)	Ballestero <i>et al.</i> (1994) (m)	Schiegg (1985) (m)	*Farr <i>et al.</i> (1990) (m)	Lenhard e Parker (1990) (m)	Média Arit.	D. P.
EW 01	5.32	7.55	2.23	0.46	2.11	0.15	0.73	1.05	2.81	1.22	1.03
EW 02	6.55	7.35	0.80	0.17	0.68	0.00	0.10	0.37	1.01	0.39	0.39
EW 03	6.40	7.20	0.80	0.17	0.68	0.00	0.10	0.37	1.01	0.39	0.39
EW 04	4.46	7.62	3.16	0.66	3.04	0.31	1.66	1.49	3.99	1.86	1.41
EW 06	5.66	8.04	2.38	0.49	2.26	0.18	0.88	1.12	3.00	1.32	1.09
EW 07	5.50	6.64	1.14	0.24	1.02	0.00	0.44	0.54	1.44	0.61	0.53
EW 08	6.90	7.30	0.40	0.08	0.27	0.00	0.00	0.19	0.50	0.17	0.19
EW 09	6.21	6.99	0.78	0.16	0.66	0.00	0.08	0.36	0.98	0.37	0.38
EW 10	5.77	5.95	0.18	0.04	0.18	0.00	0.00	0.08	0.23	0.09	0.10
EW 11	5.56	5.89	0.33	0.07	0.21	0.00	0.00	0.15	0.42	0.14	0.16
MW 20	6.18	7.20	1.02	0.21	0.90	0.00	0.32	0.48	1.29	0.53	0.48
MW 27	5.99	6.57	0.58	0.12	0.46	0.00	0.00	0.27	0.73	0.26	0.29
MW 33	5.79	6.90	1.11	0.23	0.99	0.00	0.41	0.52	1.40	0.59	0.52
MW 34	6.04	6.38	0.34	0.07	0.22	0.00	0.00	0.16	0.43	0.15	0.16
MW 36	5.14	7.39	2.25	0.47	2.13	0.16	0.75	1.06	2.84	1.23	1.04
MW 37	5.25	7.21	1.96	0.41	1.84	0.11	0.46	0.92	2.47	1.03	0.93
MW 42	4.78	5.87	1.09	0.23	0.97	0.00	0.39	0.51	1.38	0.58	0.51
MW 44	5.19	5.42	0.23	0.05	0.23	0.00	0.00	0.11	0.29	0.11	0.12
MW 47	4.80	7.83	3.03	0.63	2.91	0.29	1.53	1.43	3.82	1.77	1.35



Poço	Nível de Óleo (m)	Nível de Água (m)	Espessura Fase Livre (m)	Pastrovich <i>et al.</i> (1979) (m)	Hall <i>et al.</i> (1984) (m)	Ballestero <i>et al.</i> (1994) (m)	Schiegg (1985) (m)	*Farr <i>et al.</i> (1990) (m)	Lenhard e Parker (1990) (m)	Média Arit.	D. P.
MW 49	5.61	7.03	1.42	0.29	1.30	0.01	0.72	0.67	1.79	0.80	0.65
MW 51	0.00	6.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
MW 52	5.50	7.21	1.71	0.36	1.59	0.06	0.21	0.80	2.16	0.86	0.84
MW 53	5.74	6.78	1.04	0.22	0.92	0.00	0.34	0.49	1.31	0.55	0.49
MW 56	4.90	8.08	3.18	0.66	3.06	0.32	1.68	1.50	4.01	1.87	1.42
MW 57	5.80	6.47	0.67	0.14	0.55	0.00	0.00	0.31	0.85	0.31	0.34

\*Valores expressos em termos de volume no meio poroso (m<sup>3</sup>/m<sup>2</sup>)

A avaliação completa, com os cálculos de espessura de produto em fase livre para as seis metodologias e toda a série temporal, compreendendo 25 campanhas (de abril de 2012 até outubro de 2014) podem ser encontradas no Anexo B deste documento.

Na sequência, são apresentados os mapas de isoespessuras gerados através do método de interpolação supracitado (Figura 14 até Figura 19). De maneira geral, é possível constatar que a forma e abrangência das isolinhas são semelhantes, mas apresentam diferenças significativas em termos da espessura que elas representam.

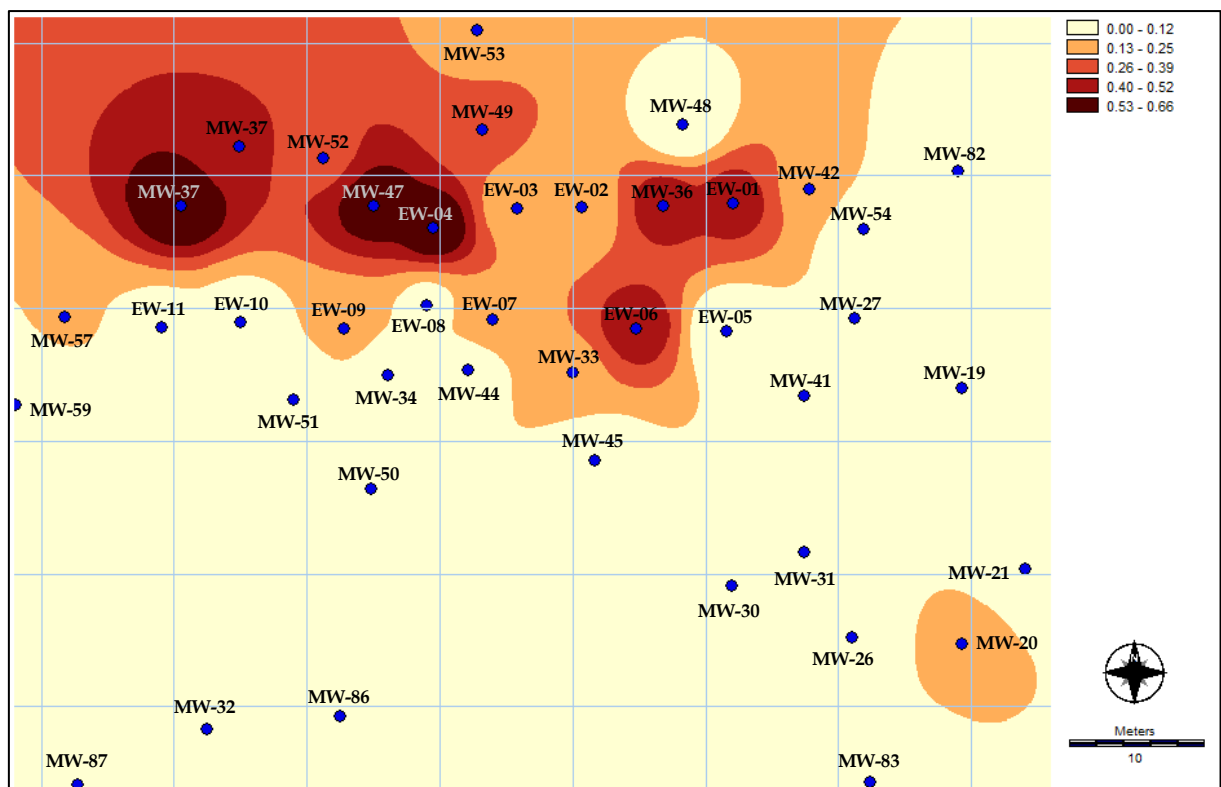


Figura 14 - Mapa de isoespessuras (m) - Método de Pastrovich *et al.* (1979).

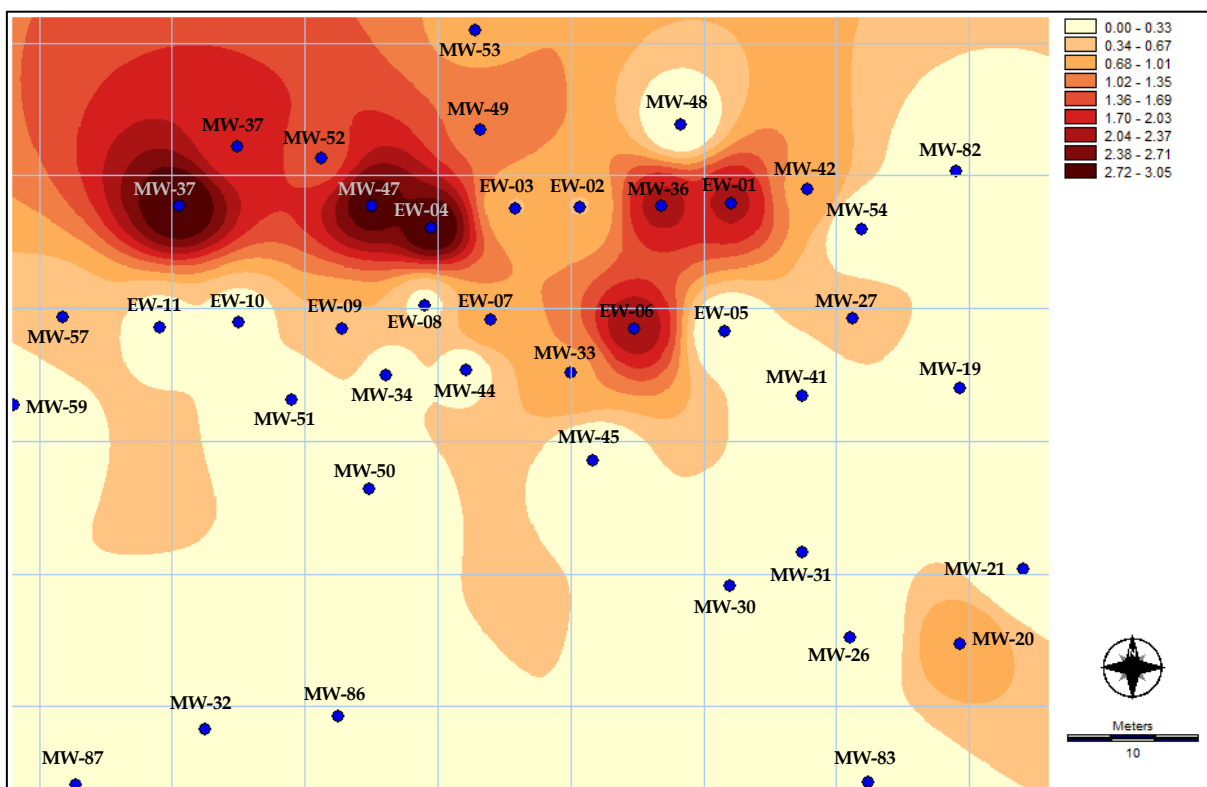


Figura 15 - Mapa de isoespessuras (m) - Método de Hall *et al.* (1984).

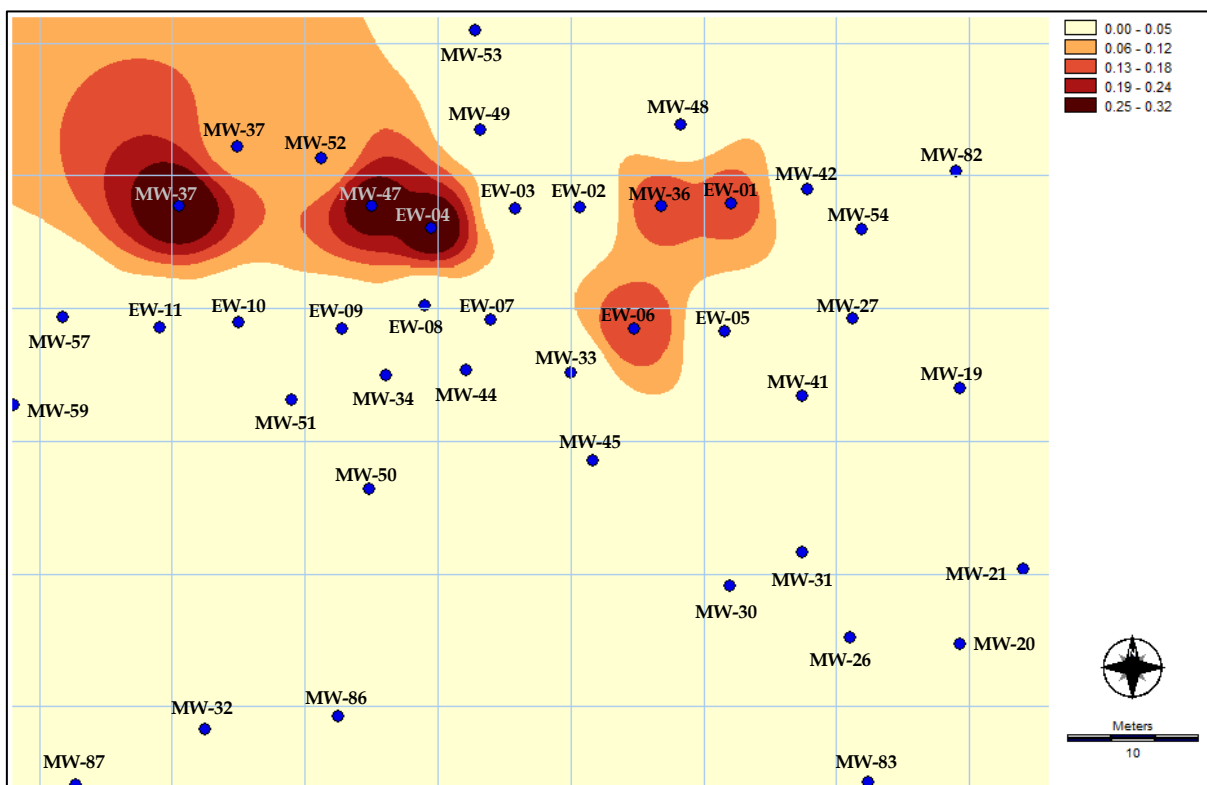


Figura 16 - Mapa de isoespessuras (m) - Método de Ballester *et al.* (1994).

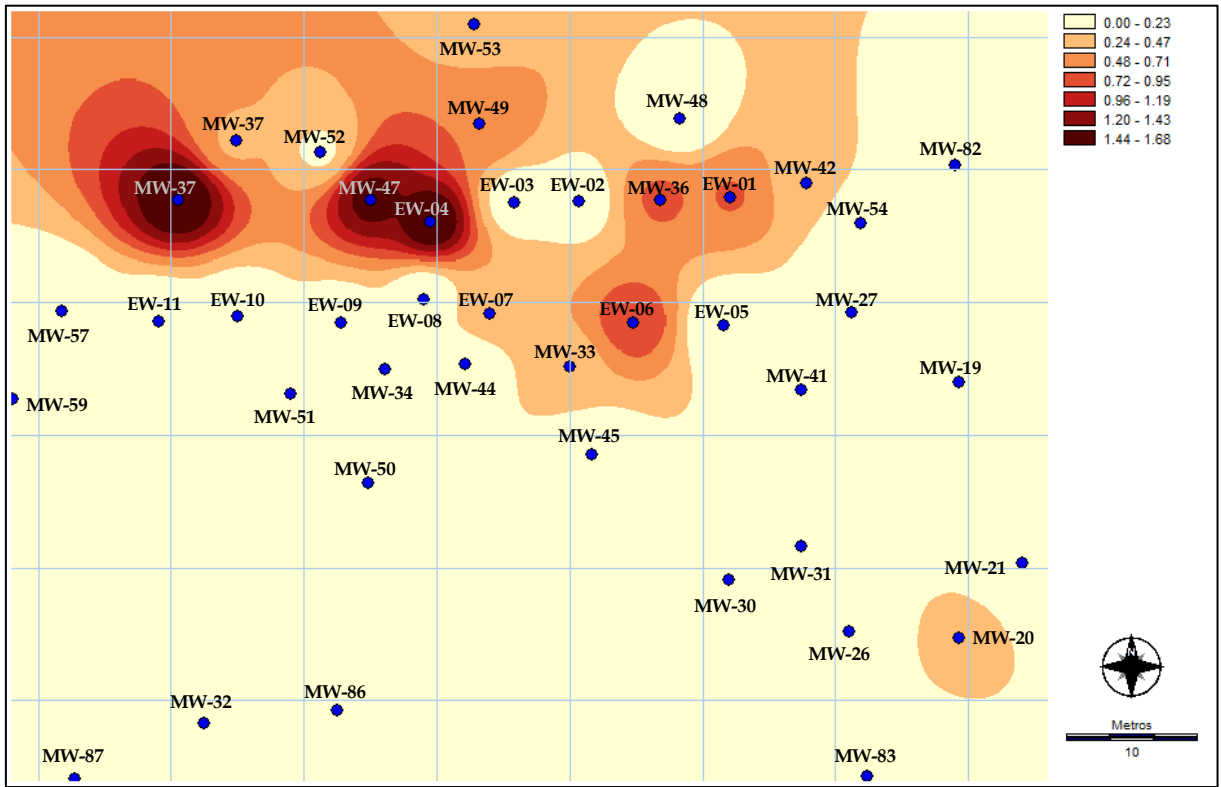


Figura 17 - Mapa de isoespesas (m) - Método de Schiegg (1985).

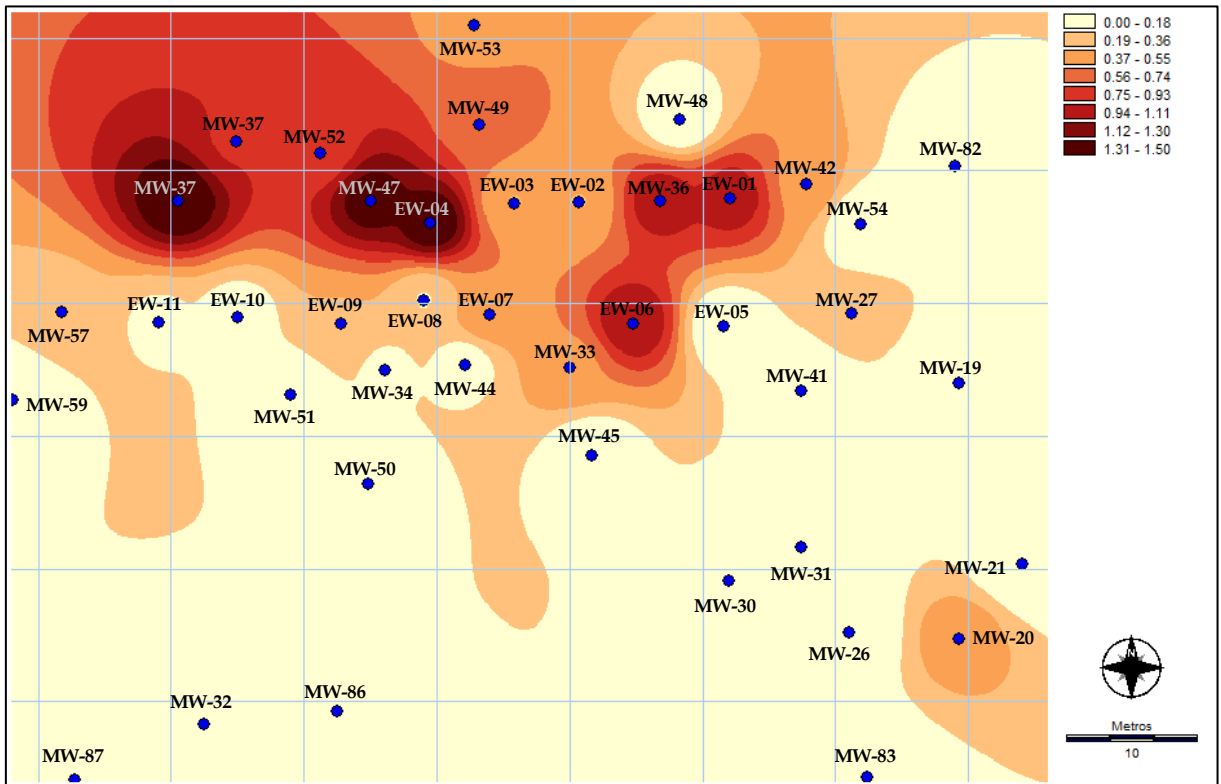


Figura 18 - Mapa isovolumétrico ( $m^3/m^2$ ) - Método de Farr et al. (1990).

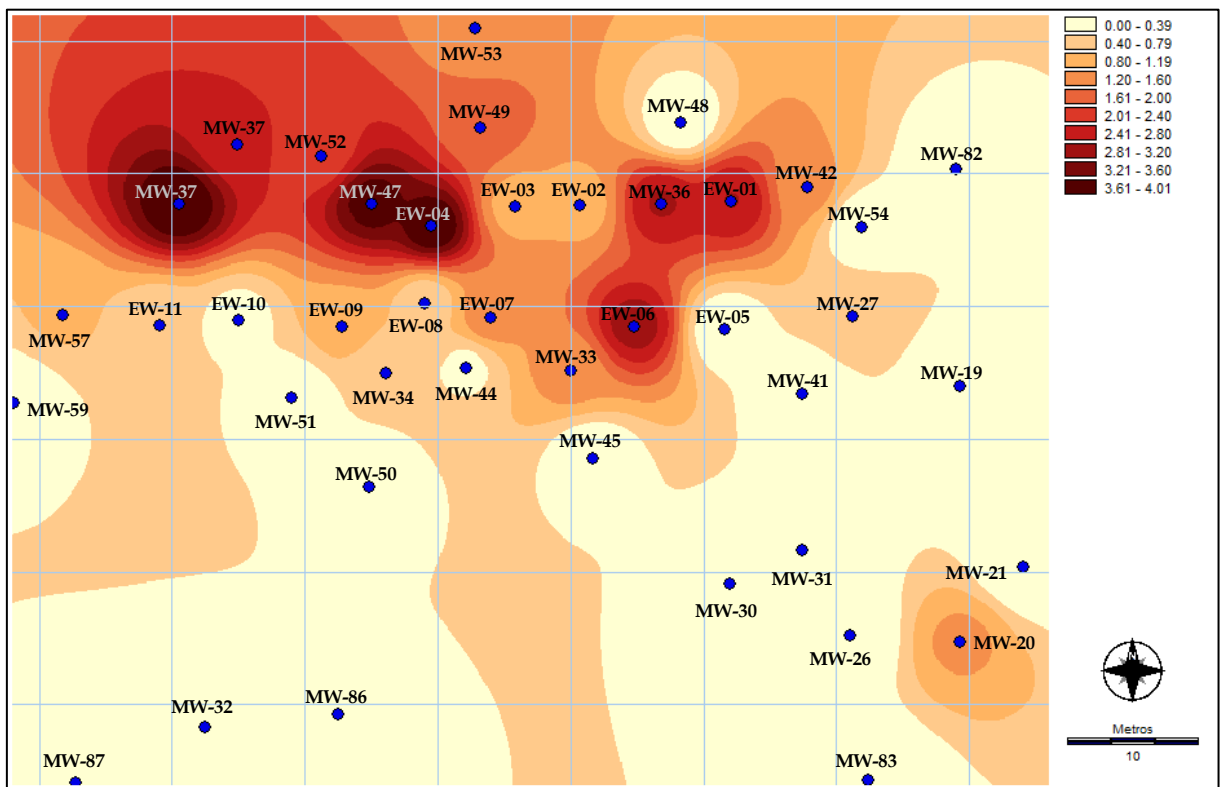


Figura 19 - Mapa de isoessuras (m) - Método de Lenhard e Parker (1990).

Alguns dos aspectos comuns entre os métodos são que todos coincidem suas classes de maior espessura real com a área fonte de contaminação, região entre as duas linhas de poços de extração, além de demonstrar a falta de delimitação da pluma na região noroeste, consenso entre os modelos como a de maior acumulação de óleo.

A metodologia de Pastrovich *et al.* (1979), expressa na Figura 14, apresenta basicamente uma razão de amortização, sem incluir maiores fontes de erro na estimativa de espessura real, além do valor de densidade médio adotado. Já a metodologia de Hall *et al.* (1984) (Figura 15), que se baseia nas características do meio geológico, sofreu uma perda maior de qualidade no resultado, pelo fato de não possuir parâmetros para o tipo de solo específico da área de estudo.

Os métodos de Ballestero *et al.* (1994) (Figura 16) e Schiegg (1985) (Figura 17), apesar de serem baseados na elevação da franja capilar, retornaram, em geral, valores com diferença de duas vezes em sua magnitude, entre eles. Assim, expressando a necessidade de se apurar melhor seus parâmetros de modelo, principalmente em termos da curva de saturação do solo em estudo.

As metodologias desenvolvidas por Farr *et al.* (1990) (Figura 18) e Lenhard e Parker (1990) (Figura 22), se baseiam nos princípios de equilíbrio estático, mas apresentam resultados variados entre si. No modelo de Farr *et al.* (1990), grande parte de seus parâmetros foram estimados por valores de literatura. Apesar dessa questão, seus resultados foram condizentes com um valor intermediário em relação aos outros métodos, comprovado pela semelhança entre seus resultados e os valores médios, apresentados no Quadro 12. Apesar disso, em termos de comparação de espessura real no meio poroso, os valores de saída de Farr *et al.* (1990) possuem limitações, pois representam o volume armazenado, não necessariamente a espessura. Sendo assim, uma comparação mais representativa em relação a esse método será desenvolvida no capítulo seguinte, que trata de volume de produto no meio poroso.

Já o modelo de Lenhard e Parker (1990), utilizando dos mesmos parâmetros empregados pelo modelo de Farr *et al.* (1990), obteve os maiores valores de espessura real estimada, chegando a somas de até meio metro acima da espessura aparente medida nos poços de monitoramento. Este fato impõe restrições de confiabilidade de comparação entre resultados obtidos para espessura real no meio poroso com outros métodos. Sendo seus princípios melhor aplicados no cálculo de volume de fase livre no meio poroso, explorado no capítulo seguinte.

Como os parâmetros dos modelos adotados para os cálculos foram os mesmos para a totalidade dos poços, a incidência da amortização respeitou sempre a mesma proporção, ou seja, para o método de Pastrovich *et al.* (1979), por exemplo, a espessura real é de 4,8 vezes menor que a espessura aparente. Essa mesma regra se aplica para os métodos de Farr *et al.* (1990), 2,1 vezes menor e Lenhard e Parker (1990), 1,3 vezes maior. Para o método de Schiegg (1985), a relação funciona de uma maneira similar, sendo o valor de fase livre aparente subtraído por um fator de 1,5 ou 0,7 metros para espessuras aparentes inferiores a 1,5 metros. Finalmente a metodologia de Ballesterio *et al.* (1994) é uma mescla destas últimas duas formas de avaliação, sendo valores de espessura aparente menores que 1,33 assumidos como nulos e valores maiores que este, subtraídos por 0,23 metros e amortizados em uma razão de 0,17. Sendo estas generalizações específicas para este *site* e contaminante em estudo.

## 7.2. AVALIAÇÃO DE VOLUME DE FASE LIVRE

O volume de produto em fase livre no meio poroso foi avaliado segundo as metodologias de Pastrovich *et al.* (1979), Farr *et al.* (1990) e Lenhard e Parker (1990). Além da avaliação do volume por três metodologias, optou-se também pela comparação das modificações temporais, buscando as correlações citadas pela API (1989) entre a variação no volume de produto em fase livre e as mudanças do nível freático.

A avaliação temporal do volume de óleo em fase livre exigiu uma seleção rigorosa dos dados, visando manter a integridade da pluma, não levando a falsas interpretações de redução por falha na coleta de algum dado. Dessa forma, foram escolhidos dados de quatro campanhas de medições de nível de água e óleo (julho de 2012, julho de 2013, abril de 2014 e outubro de 2014), que contemplam um período de 27 meses dos 30 do período de monitoramento, atentando ao critério de existência de medições de nível para todos os poços monitorados, tendo em vista que é comum em diversas campanhas a inexistência de um dado por dificuldades de acesso ao poço de monitoramento. Vale destacar que as campanhas escolhidas são aproximadamente pontos de inflexão do comportamento geral da variação de espessura de fase livre, ou seja, as tendências demonstradas através dessas campanhas só seriam reforçadas com a inserção de uma maior resolução temporal de dados.

Na sequência, são apresentadas as três composições de mapas mostrando a evolução das plumas de produto em fase livre em termos do volume no meio poroso, para cada método utilizado (Figura 20, Figura 21 e Figura 22). O Quadro 13 apresenta um somatório do total de produto em fase livre encontrado no meio poroso, calculados a partir das figuras de interpolação, para as três metodologias avaliadas, bem como sua evolução temporal.

**Quadro 13 - Volume de produto em fase livre no meio poroso. (m<sup>3</sup>)**

<b>Método</b>	<b>Julho/2012</b>	<b>Julho/2013</b>	<b>Abril/2014</b>	<b>Outubro/2014</b>
<b>Pastrovich <i>et al.</i> (1979)</b>	321.76	350.94	439.73	256.71
<b>Farr <i>et al.</i> (1990)</b>	1374.76	1506.60	1888.52	1108.16
<b>Lenhard e Parker (1990)</b>	357.29	513.45	762.95	344.14

Fica evidente, ao se observar os resultados, as grandes diferenças em termos de volume de óleo calculado para a área, através dos diferentes métodos utilizados. Para a condição atual, o método de Pastrovish *et al.* (1990) se mostra como o mais conservador, estimando um volume de 256,71 m<sup>3</sup> de óleo na formação, apresentando valores semelhantes aos apresentados ao método de Lenhard e Parker (1990), 344,14 m<sup>3</sup>. Já a metodologia de Farr *et al.* (1990), por outro lado, estima um volume superior a quatro vezes ao supracitado, chegando a um valor de 1108,16 m<sup>3</sup> na formação.

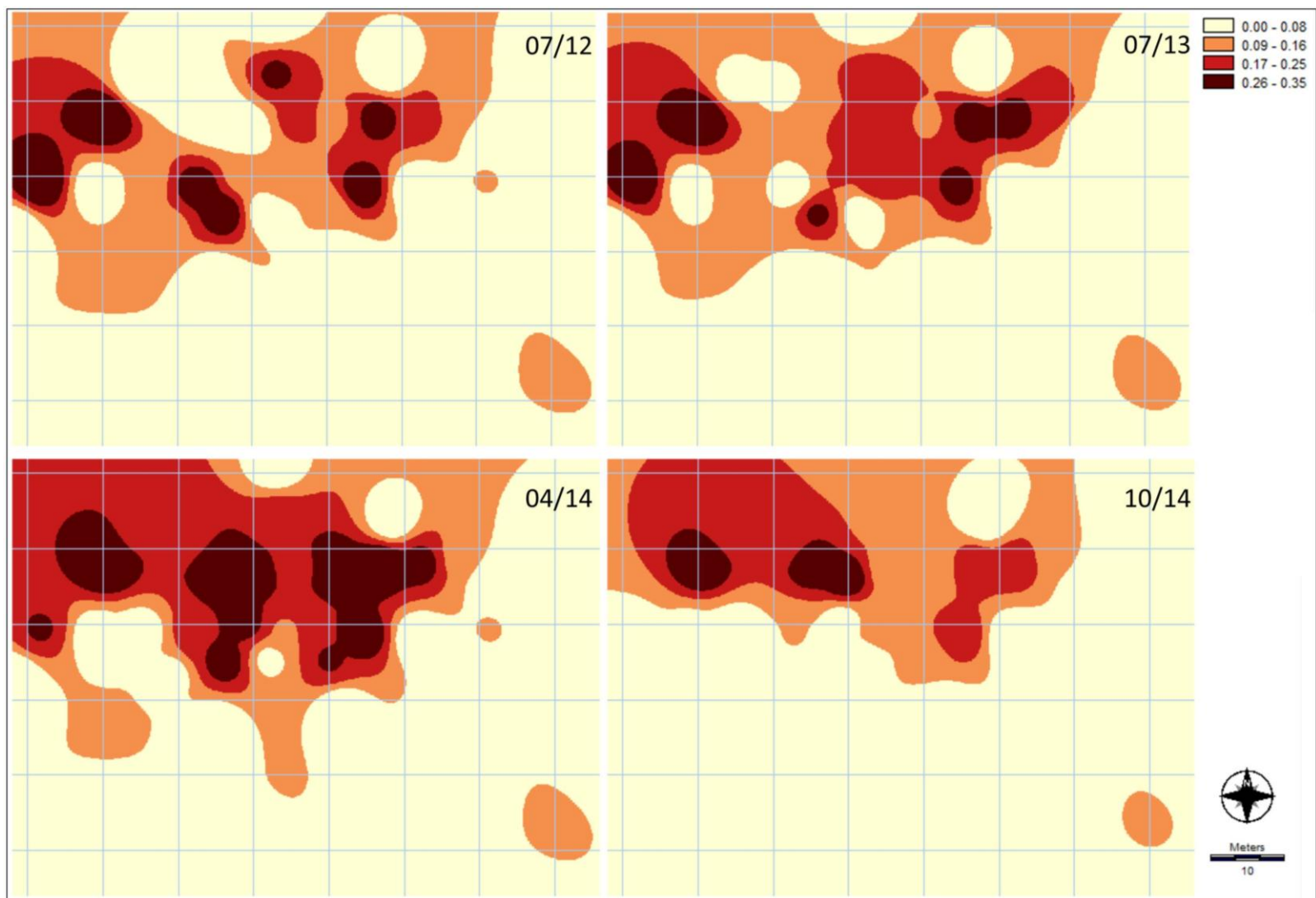


Figura 20 – Mapa de plumas iso-volumétricas ( $\text{m}^3/\text{m}^2$ ) de óleo em meio poroso, método de Pastrovich *et al.* (1979).



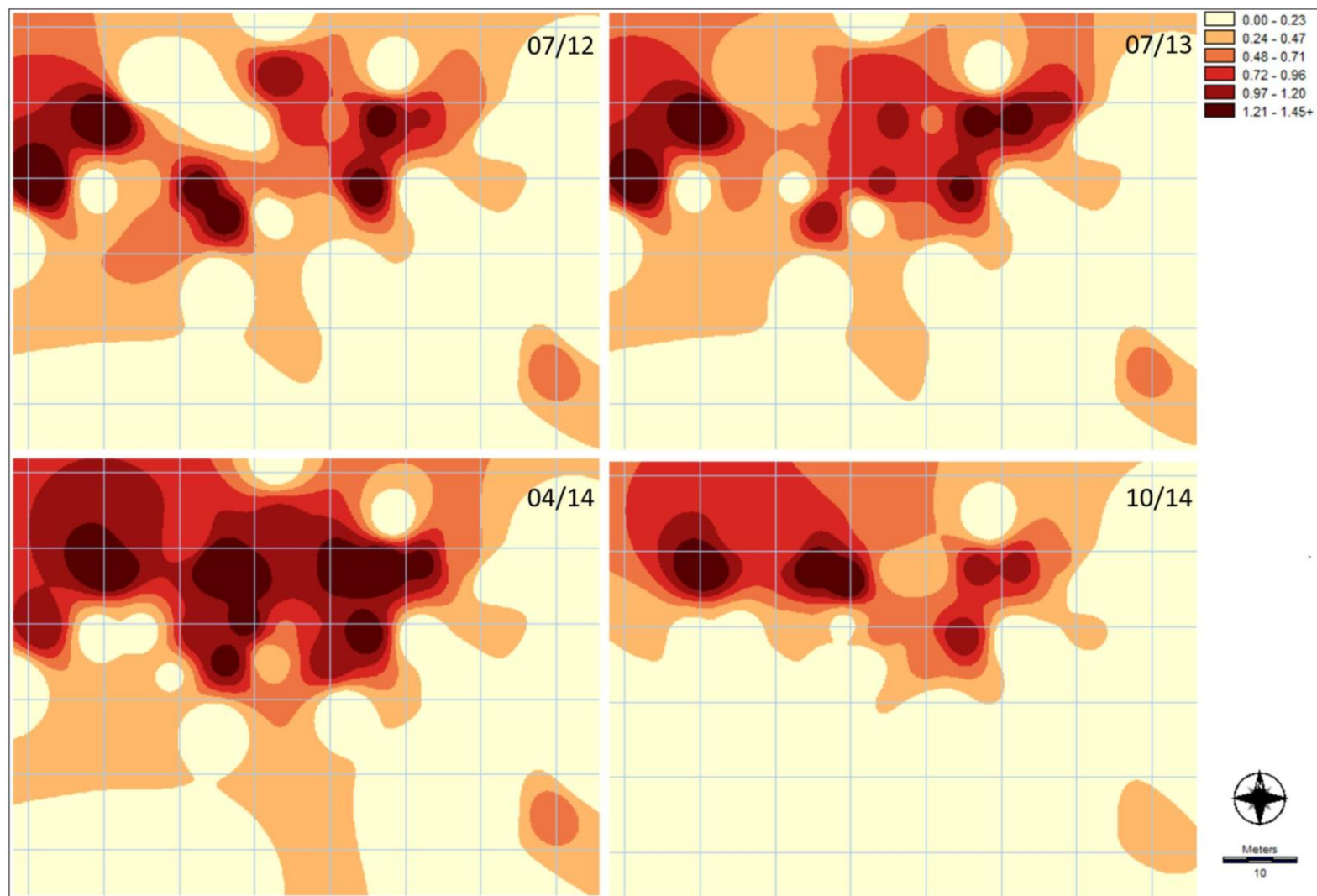


Figura 21 – Mapa de plumas isovolumétricas ( $\text{m}^3/\text{m}^2$ ) de óleo em meio poroso, método de Farr *et al.* (1990).

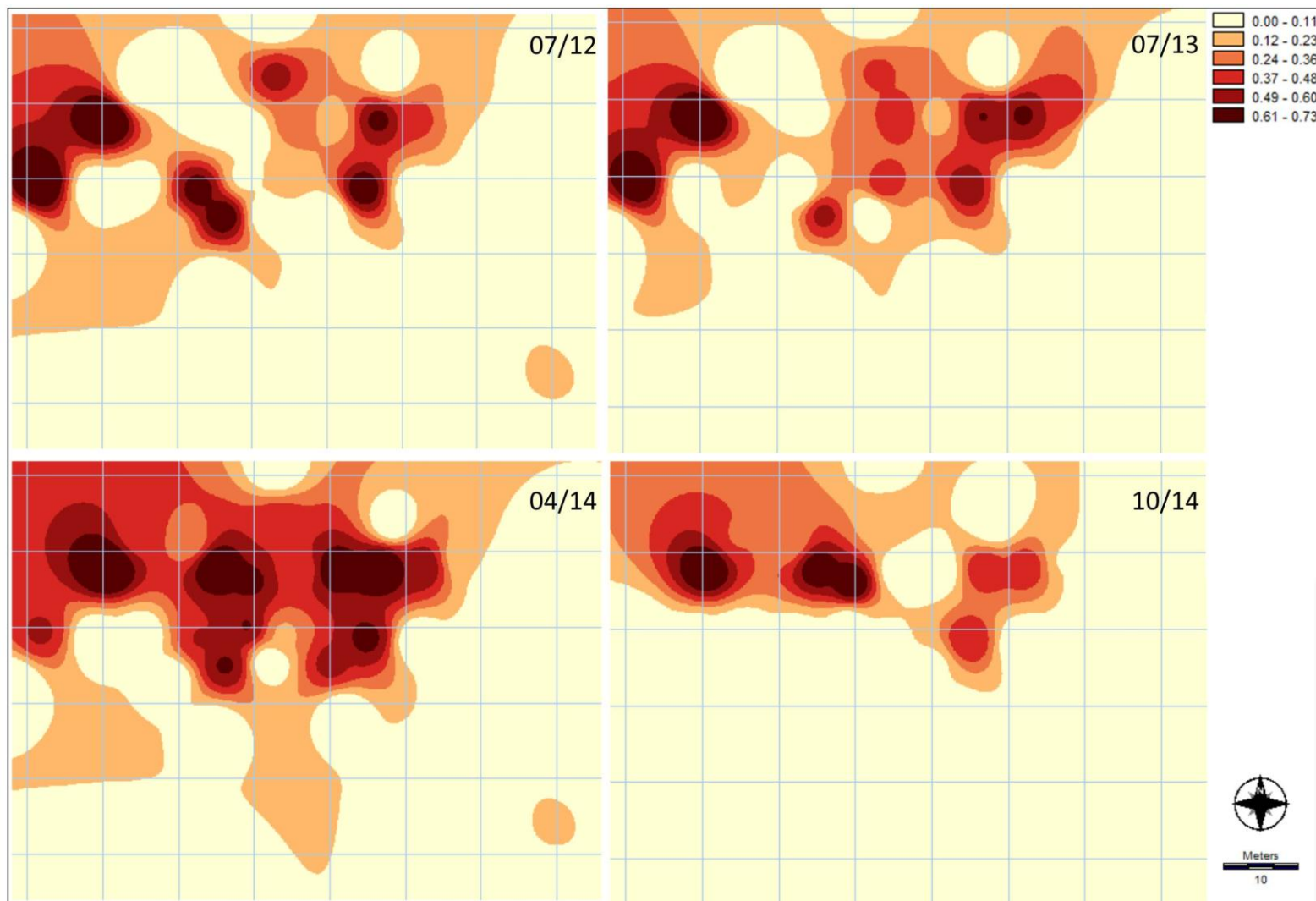
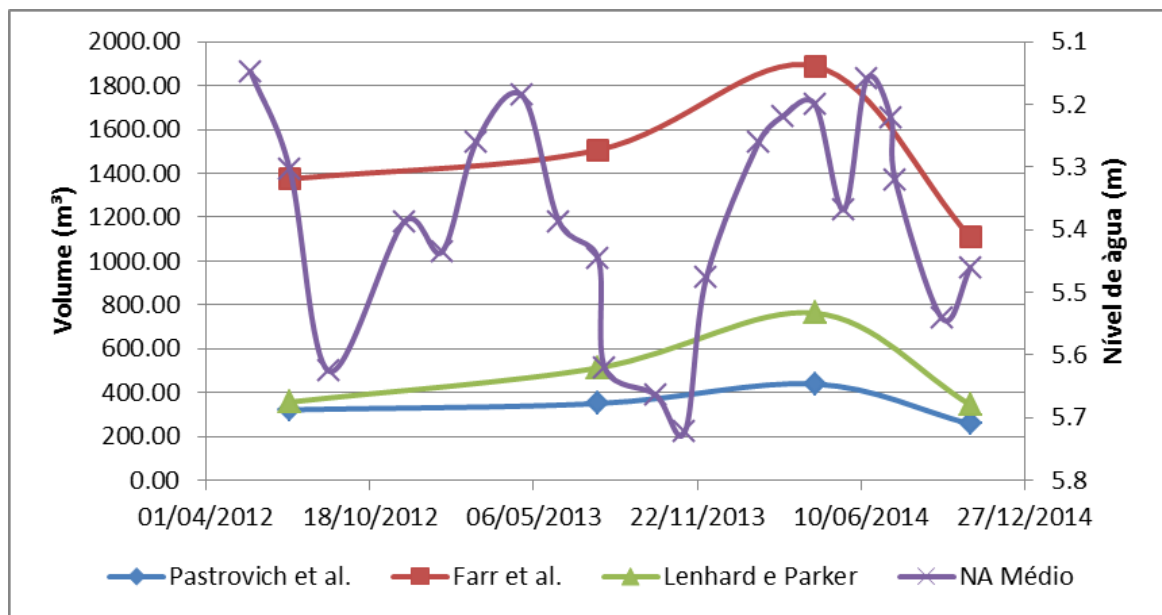


Figura 22 - Mapa de plumas isovolumétricas ( $\text{m}^3/\text{m}^2$ ) de óleo em meio poroso, método de Lenhard e Parker (1990)

Outro ponto a se destacar, em termos de avaliação temporal, é a redução de volume de produto em fase livre no meio poroso observada no período mais recente, um mínimo histórico dentre os dados observados. A Figura 23 apresenta um gráfico contendo essa evolução histórica do volume, bem como a série histórica de variação de nível de água médio de todos os poços para o sitio.



**Figura 23 - Valores históricos de volume e nível de água médio.**

A observação da variação do nível freático médio não permite estabelecer uma relação clara entre a sua variação e o aumento ou a diminuição do volume de fase livre. Assim, para este conjunto de dados e série temporal, não pode ser observada a relação destacada pela API (1989), em que o rebaixamento do nível freático permite a drenagem de produto antes adsorvido, aumentando assim o volume da pluma de produto móvel. Este comportamento, fora do padrão esperado, pode estar associado às flutuações artificiais do nível freático gerados pelo sistema de extração de fase livre, estando as variações de produto medido mais fortemente relacionadas a este efeito, do que as variações naturais.

## 8. CONSIDERAÇÕES FINAIS

As atividades ligadas ao setor metal-mecânico têm participação relevante na cadeia produtiva brasileira. Nesse contexto, diversos processos de conformação necessitam lubrificantes em seu processo produtivo, os chamados fluidos de corte, que são normalmente óleos solúveis ou emulsionáveis, ricos em hidrocarbonetos. Nem sempre essas linhas de processos produtivos possuem sistemas coletores adequados, ou mesmo os existentes, acabam sofrendo fadigas, devido ao longo período de atividades, e liberando grandes quantidades desses fluídos para o solo. Em diversos casos, onde ocorre a liberação de produtos oleosos por longos períodos e em grande volume, é comum a formação de uma lâmina de produto em fase livre acima do nível freático.

Existem diversos instrumentos para avaliação da medida da espessura desta lâmina no meio poroso, uma delas se refere a medidas indiretas através de poços de monitoramento. Este trabalho explorou algumas das metodologias mais consagradas na conversão de medidas de espessura aparente, coletadas por poços de monitoramento, em espessuras reais no meio poroso e, conseqüentemente, alguns métodos para aproximar o volume de produto em fase livre total da área em estudo.

Dessa forma, esse trabalho pode traçar as seguintes considerações a respeito dos resultados encontrados:

- No que diz respeito às estimativas de espessura real de produto em fase livre, de maneira geral, todos os métodos apresentaram a formatação de suas plumas de maneira muito semelhante, mas apresentaram grandes variações em termos de aproximação de espessura real;
- Comportamento uniforme para todos os métodos de aproximação de espessura real, ou seja, generalização dos índices de amortecimento, por exemplo, para o método de Farr *et al.* (1990), o volume no meio poroso sempre respeitou a proporção de ser 2,1 vezes menor que a espessura aparente aferida nos poços de monitoramento;
- Para o cenário atual, outubro de 2014, os volumes de produto em fase livre no meio poroso estimado variaram entre 256,7 e 1108,1 m<sup>3</sup>, sendo que valores

mais baixos, na casa dos 300 m<sup>3</sup>, foram suportados pelas metodologias de Pastrovich *et al.* (1979) e Farr *et al.* (1990). Tendo em vista que a metodologia de Pastrovich *et al.* (1979) é destacada pela EPA (1996) como mais adequada para solos de granulometria mais fina, seu resultado pode ser adotado como um de maior confiabilidade, pelas características da área de estudo em questão.

- Não foi possível traçar o padrão de comparação esperado entre a variação de nível freático e a alteração do volume de óleo detectado pelos poços de monitoramento, como explicitado pela API (1989).

Tendo em vista o exposto, podemos afirmar que o presente trabalho conseguiu avaliar a espessura real de produto em fase livre através das metodologias propostas. No entanto, foi constatado um elevado grau de variabilidade entre os resultados obtidos para cada metodologia avaliada, uma vez que o desvio padrão dos valores obtidos teve a mesma magnitude da média das espessuras calculadas entre as metodologias. Isso quer dizer que os desvios padrões do conjunto amostral praticamente se igualam ao próprio valor da média.

Dentre as diversas limitações enfrentadas nos esforços de cálculo das estimativas, podem ser destacadas as seguintes: a adoção das mesmas propriedades do meio poroso e do produto em fase livre para todos os poços, desconsiderando as variações espaciais de ambos; a adoção da aproximação do perfil vertical do solo como homogêneo, desconsiderando as estratificações, limitação presente em todas as metodologias avaliadas; e a falta das informações específicas do solo em relação aos parâmetros relativos à curva de saturação, informação determinante para estabelecer características da franja capilar.

Assim, melhores estimativas podem ser consideradas no âmbito de uma avaliação pontual das espessuras aparentes, avaliando características do meio poroso e produto em fase livre poço a poço. Buscando modelos que levem em consideração a estratificação do solo e melhorando o rigor e aproximação das interpolações e cálculo de volume de plumas.

## REFERÊNCIAS

Agency for Toxic Substances and Disease Registry (ATSDR). **Toxicological Profile for Hydraulic Fluids**. Georgia. 1997. 241p.

American Petroleum Institute (API). 1989. **A Guide to the Assessment and Remediation of Underground Petroleum Releases**. Segunda edição. API Publication, Washington, D.C.

American Petroleum Institute (API). 1996. **A Guide to the Assessment and Remediation of Underground Petroleum Releases**. Terceira edição. API Publication, Washington, D.C.

American Petroleum Institute (API). **Interactive LNAPL Guide Version 2.0.4**. 2006.  
Disponível em: <<http://www.api.org/environment-health-and-safety/clean-water/ground-water/lnapl/api-interactive-lnapl-guide>>. Acesso em: 04 jul. 2014.

Ballesteros, T. P., Fiedler, F. R., e Kinner, N. E. 1994. **An investigation of the relationship between actual and apparent gasoline thickness in a uniform sand aquifer**. Groundwater, v. 32, n. 5, p. 708-718.

Bear, J. **Dynamics of Fluids in Porous Media**. American Elsevier. Publishing Company, Inc., New York. 1972. 764p.

Blake, S. B., e Hall, R. A. 1984. **Monitoring petroleum spills with wells: Some problems and solutions**. The Fourth National Symposium and Exposition on Aquifer Restoration and Ground Water Monitoring. The Fawcett Center, Columbus, Ohio. p 305-310.

British Petroleum (BP). 2014. **BP Statistical Review of World Energy June 2014**. 2014.  
Disponível em: <<https://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/Energy-economics/statistical-review-2014/BP-statistical-review-of-world-energy-2014-full-report.pdf>>. Acesso em: 23 out. 2014.

Brooks, R. H., e Corey, A. T. 1964. **Hydraulic properties of porous media**. Hydrology Papers. Colorado State University, n. 3.

Cary, J.W., McBride, J.F. e Simmons, C.S. **Assay of organic liquid contents in predominantly water-wet unconsolidated porous media**. Journal of Contaminant Hydrology, v. 8, p. 135-142, 1991.

Chatzis, I. **Visualization of oil displacement mechanisms and enhanced oil recovery**. 1983. Annual conference of Ontario petroleum institute, London, p. 1-20.

Farr, A. M., Houghtalen, R. J., e McWhorter, D. B. 1990. **Volume estimation of light nonaqueous phase liquids in porous media**. Groundwater, v. 28, n. 1, p. 48-56.

Ferreira, S. M. 2003. **Relação entre a espessura real e aparente da gasolina com etanol e da gasolina pura em colunas de laboratório**. Tese de Doutorado. Tese (Doutorado) – Instituto de Geociências, Universidade de São Paulo, São Paulo.

Finotti, A. R., Caicedo, N. O. L., e de Oliveira, E. 2006. **Relação matemática entre espessuras real e aparente em fase livre de contaminações subterrâneas: comparativo entre gasolina pura e gasolina com etanol**. Revista Brasileira de Recursos Hídricos, v. 11, n. 03.

Hall, R. A., Blake, S. B., e Champlin, S. C. 1984. **Determination of hydrocarbon thicknesses in sediments using borehole data**. The Fourth National Symposium and Exposition on Aquifer Restoration and Ground Water Monitoring. The Fawcett Center, Columbus, Ohio. p 300-304.

Kemblowski, M. W., e Chiang, C. Y. 1990. **Hydrocarbon thickness fluctuations in monitoring wells**. Groundwater, v. 28, n. 2, p. 244-252.

Lenhard, R. J., e Parker, J. C. 1990. **Estimation of free hydrocarbon volume from fluid levels in monitoring wells**. Groundwater, v. 28, n. 1, p. 57-67.

Mercer, J.W., e Cohen, R.M. 1990. **A review of immiscible fluids in the subsurface: Properties, models, characterization, and remediation.** *Journal of Contaminant Hydrology*, v.6, p 107-163.

Ministério de Minas e Energia (MME). 2013. **Balanco Energético Nacional, 2013.** Disponível em: <[https://ben.epe.gov.br/downloads/S%C3%ADntese%20do%20Relat%C3v%B3rio%20Final\\_2013\\_Web.pdf](https://ben.epe.gov.br/downloads/S%C3%ADntese%20do%20Relat%C3v%B3rio%20Final_2013_Web.pdf)>. Acesso em: 23 out. 2014.

Mishra, S., Parker, J. C., e Singhal, N. 1989. **Estimation of soil hydraulic properties and their uncertainty from particle size distribution data.** *Journal of Hydrology*, v. 108, p. 1-18.

Newell, C. J., Acree, S. D., Ross, R. R., e Huling, S. G. 1995. **Light Nonaqueous Phase Liquids II, US Environmental Protection Agency Ground Water Issue Paper, RS Kerr Environmental Research Laboratory, Ada OK.** EPA/540/S-95/500.

Pastrovich, T. D., Baradat, Y., Barthel, R., Chiarelli, A., e Fussel, D. R. 1979. **Protection of groundwater from oil pollution.** Report/Concawe, v. 3/79, 61p.

Rawls, W. J., Brakensiek, D. L., e Saxton, K. E. (1982). **Estimation of soil water properties.** *Trans. Asae*, v. 25, n. 5, p. 1316-1320.

Schiegg, H. O. 1984. **Considerations on water, oil and air in porous media.** *Water Sci. Technol*, v. 17, p. 467-476.

Schowalter, T.T., 1979. **Mechanics of secondary hydrocarbon migration and entrapment.** *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*. v.63, p.723-760.

Schwille, F., Bertsch, W., Linke, R., Reif, W., e Zauter, S. 1988. **Dense chlorinated solvents in porous and fractured media; model experiments.** Lewis Publishers.

Silva, M. S. C. R. P. (2008). **Avaliação e remediação de zona contaminada por hidrocarbonetos.** Universidade Nova de Lisboa, Lisboa, Portugal.



Total Petroleum Hydrocarbon Criteria Working Group (TPHCWG). 1998. **Composition of Petroleum Mixtures – Volume 2**. Amherst Scientific Publishers, Massachusetts, 1998.

U.S. Environmental Protection Agency (EPA). **How To Effectively Recover Free Product At Leaking Underground Storage Tank Sites: A Guide For State Regulators**. 1996. Disponível em: <<http://www.epa.gov/OUST/pubs/fprg.htm>>. Acesso em: 28 nov. 2014.

U.S. Environmental Protection Agency (EPA). **Understanding Oil Spills And Oil Spill Response**. 1999. Disponível em: <<http://www.epa.gov/oem/content/learning/pdfbook.htm>>. Acesso em: 15 out. 2014.

Van Genuchten, M. T. 1980. **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.

**ANEXO A**

Tabela de medições de nível de água e óleo.

Campanha	Data de instalação	Profundidade de Instalação (m)	Data da nova profundidade	Profundidade Medida em Campo (m)	Filtro Base (m)	Filtro Topo (m)	Seção Filtrante (m)	NA na instalação	Abril 2012 - 18/04		
									N.O (m)	N.A (m)	FL (m)
EW 01	15/12/2010	8,00	17/09/2014	7,68	8,00	4,00	4,00	NI	6,300	7,600	1,300
EW 02	15/12/2010	8,40	17/09/2014	8,76	8,40	4,40	4,00	NI	5,700	8,150	2,450
EW 03	18/12/2010	7,90	17/09/2014	7,29	7,90	3,90	4,00	NI	6,100	7,700	1,600
EW 04	16/12/2010	8,25	17/09/2014	7,84	8,25	4,25	4,00	NI	5,810	8,250	2,440
EW 05	09/12/2010	8,60	17/09/2014	8,55	8,60	4,60	4,00	NI	NI	NI	NI
EW 06	10/12/2010	8,80	17/09/2014	8,49	8,80	4,80	4,00	NI	5,800	9,000	3,200
EW 07	16/12/2010	7,10	17/09/2014	6,67	7,10	3,10	4,00	NI	7,060	7,190	0,130
EW 08	10/12/2010	8,05	17/09/2014	7,43	8,05	4,05	4,00	NI	6,250	7,950	1,700
EW 09	02/07/2012	8,10	17/09/2014	7,74	8,10	4,10	4,00	NI	5,550	8,200	2,650
EW 10	02/07/2012	8,33	17/09/2014	8,96	8,33	4,33	4,00	NI	6,430	6,450	0,020
EW 11	13/12/2010	8,50	17/09/2014	8,03	8,50	4,50	4,00	NI	NI	NI	NI
MW 19	14/06/2008	9,00	17/09/2014	9,19	9,00	6,00	3,00	7,00	NI	NI	NI
MW 20	24/09/2008	9,00	17/09/2014	8,43	9,00	6,00	3,00	7,00	NI	NI	NI
MW 21	18/06/2008	3,90	17/09/2014	3,86	3,90	0,80	3,10	2,00	NI	NI	NI
MW 22	24/09/2008	5,80	17/09/2014	5,58	5,80	2,80	3,00	4,60	NI	NI	NI
MW 23	17/06/2008	6,20	17/09/2014	6,35	6,20	3,20	3,00	4,60	NI	NI	NI
MW 24	18/06/2008	9,00	17/09/2014	8,65	9,00	6,00	3,00	6,70	NI	NI	NI
MW 25	18/05/2008	9,00	17/09/2014	8,73	9,00	5,60	3,40	6,10	NI	NI	NI
MW 26	18/06/2008	7,50	17/09/2014	7,61	7,50	4,50	3,00	5,00	NI	NI	NI
MW 27	19/06/2008	9,00	17/09/2014	8,29	9,00	4,50	4,50	6,30	NI	NI	NI
MW 29	18/09/2008	6,40	17/09/2014	6,74	6,40	4,50	1,90	5,00	NI	NI	NI
MW 30	07/08/2009	8,00	17/09/2014	7,77	8,00	5,00	3,00	5,67	NI	NI	NI
MW 31	06/08/2009	8,00	17/09/2014	7,77	8,00	5,00	3,00	6,00	NI	NI	NI
MW 32	08/08/2009	8,00	17/09/2014	7,62	8,00	5,00	3,00	5,18	NI	NI	NI
MW 33	09/08/2009	8,00	17/09/2014	7,66	8,00	5,00	3,00	NI	6,200	8,000	1,800
MW 34	09/08/2009	8,00	17/09/2014	7,54	8,00	5,00	3,00	NI	5,750	7,950	2,200
MW 36	06/08/2009	8,00	17/09/2014	7,67	8,00	5,00	3,00	NI	NI	NI	NI
MW 37	06/09/2009	8,00	17/09/2014	7,74	8,00	5,00	3,00	5,90	NI	NI	NI
MW 38	05/08/2009	8,00	17/09/2014	8,35	8,00	5,00	3,00	5,75	NI	NI	NI
MW 39	05/08/2009	8,10	17/09/2014	7,26	8,10	5,10	3,00	NI	NI	NI	NI
MW 40	07/08/2009	8,00	17/09/2014	7,82	8,00	5,00	3,00	5,50	NI	NI	NI
MW 41	05/05/2010	8,20	17/09/2014	8,26	8,20	4,20	4,00	5,75	NI	NI	NI
MW 42	05/05/2010	8,30	17/09/2014	7,92	8,30	4,30	4,00	NI	NI	NI	NI
MW 43	06/05/2010	8,00			8,00	4,00	4,00	5,55	NI	NI	NI
MW 44	06/05/2010	8,60	17/09/2014	8,75	8,60	4,60	4,00	6,08	NI	NI	NI
MW 45	07/05/2010	8,60	17/09/2014	8,57	8,60	4,60	4,00	5,95	NI	NI	NI
MW 46	08/05/2010	8,00	17/09/2014	8,07	8,00	4,00	4,00	5,55	NI	NI	NI
MW 47	08/05/2010	8,30	17/09/2014	7,90	8,30	4,30	4,00	NI	5,200	8,400	3,200
MW 48	10/05/2010	8,50	17/09/2014	8,56	8,50	4,50	4,00	5,80	NI	NI	NI
MW 49	10/05/2010	8,30	17/09/2014	8,03	8,30	4,30	4,00	NI	NI	NI	NI
MW 50	11/05/2010	8,70	17/09/2014	8,74	8,70	4,70	4,00	6,30	NI	NI	NI
MW 51	16/05/2010	8,70	17/09/2014	8,34	8,70	4,70	4,00	NI	5,800	8,700	2,900
MW 52	17/05/2010	8,09	17/09/2014	8,09	8,09	4,09	4,00	5,50	NI	NI	NI
MW 53	17/05/2010	8,07	17/09/2014	8,09	8,07	4,07	4,00	5,38	NI	NI	NI
MW 54	17/05/2010	8,06	17/09/2014	8,09	8,06	4,06	4,00	7,00	NI	NI	NI
MW 55	18/05/2010	7,90	17/09/2014	7,98	7,90	3,90	4,00	5,55	NI	NI	NI
MW 56	19/05/2010	8,09	17/09/2014	8,10	8,09	4,09	4,00	5,75	NI	NI	NI
MW 57	19/05/2010	8,08	17/09/2014	7,65	8,08	4,08	4,00	NI	5,400	8,050	2,650
MW 58	19/05/2010	7,82	17/09/2014	7,84	7,82	3,82	4,00	5,88	NI	NI	NI
MW 59	20/05/2010	7,57	17/09/2014	7,59	7,57	3,57	4,00	3,32	NI	NI	NI
MW 82	26/10/2011	7,90	17/09/2014	7,96	7,90	3,90	4,00	5,52	NI	NI	NI
MW 83	28/10/2011	8,00	17/09/2014	8,06	8,00	4,00	4,00	6,02	NI	NI	NI
MW 84	27/10/2011	8,00	17/09/2014	7,98	8,00	4,00	4,00	4,56	NI	NI	NI
MW 85	27/10/2011	7,40	17/09/2014	7,47	7,40	3,40	4,00	5,83	NI	NI	NI
MW 86	29/10/2011	7,00	17/09/2014	7,07	7,00	3,00	4,00	4,84	NI	NI	NI
MW 87	28/10/2011	7,00	17/09/2014	7,07	7,00	3,00	4,00	4,61	NI	NI	NI

NA - nível de água

NO - nível de óleo

EW - poços de extração

MW - poços de monitoramento aquífero raso

FL - espessura de fase livre

(1) - Resultados desconsiderados em virtude de inconsistência da informação

(2) - Poço obstruído na campanha

(3) - Poço tamponado

(4) - Poço seco na campanha

(5) - Poço inexistente na campanha

(6) - Poço não localizado na campanha

NI - Não Identificado

Campanha	Maio 2012 - 23 a 25/05			Julho 2012 - 10 a 12/07			Agosto 2012 - 29/08			Outubro 2012 - 08/10		
	Poços	N.O (m)	N.A (m)	FL (m)	N.O (m)	N.A (m)	FL (m)	N.O (m)	N.A (m)	FL (m)	N.O (m)	N.A (m)
EW 01	4,830	6,630	1,800	4,665	6,750	2,085	5,450	7,450	2,000	5,420	7,470	2,050
EW 02	6,660	7,600	0,940	6,245	7,720	1,475	6,900	7,350	0,450	6,470	7,400	0,930
EW 03	5,430	6,800	1,370	5,215	7,080	1,865	5,600	NI	1,650	5,770	7,200	1,430
EW 04	6,020	6,700	0,680	6,715	6,730	0,015	6,350	6,550	0,200	5,990	6,300	0,310
EW 05	NI	5,500	NI	NI	5,940	NI	NI	6,650	NI	NI	6,220	NI
EW 06	5,350	6,800	1,450	5,140	8,180	3,040	6,390	8,030	1,640	6,050	7,450	1,400
EW 07	5,030	6,580	1,550	5,210	6,440	1,230	5,980	6,570	0,590	5,600	7,500	1,900
EW 08	7,000	7,230	0,230	6,200	7,320	1,120	6,170	7,370	1,200	6,590	NI	0,810
EW 09	4,600	7,720	3,120	4,740	NI	2,960	5,100	NI	2,650	5,450	7,700	2,250
EW 10	4,950	6,120	1,170	5,050	5,830	0,780	5,300	5,850	0,550	5,140	5,950	0,810
EW 11	NI	5,080	NI	5,080	5,270	0,190	5,370	5,600	0,230	5,380	5,570	0,190
MW 19	NI	5,520	NI	NI	5,610	NI	NI	6,150	NI	NI	6,070	NI
MW 20	5,680	7,300	1,620	6,030	7,355	1,325	6,715	6,720	0,005	6,650	7,180	0,530
MW 21	NI	1,750	NI	NI	2,190	NI	NI	3,180	NI	NI	2,680	NI
MW 22	NI	4,160	NI	NI	4,180	NI	NI	4,600	NI	NI	4,670	NI
MW 23	NI	4,000	NI	NI	5,755	NI	NI	5,260	NI	5,740	5,760	0,020
MW 24	NI	5,630	NI	NI	5,595	NI	NI	6,170	NI	NI	6,480	NI
MW 25	NI	3,955	NI	NI	4,125	NI	NI	4,430	NI	NI	5,240	NI
MW 26	NI	5,360	NI	NI	5,415	NI	NI	6,130	NI	NI	6,180	NI
MW 27	5,730	5,750	0,020	5,820	6,610	0,790	6,820	6,900	0,080	6,110	6,250	0,140
MW 29	4,540	4,550	0,010	5,350	5,370	0,020	NI	6,530	NI	NI	6,570	NI
MW 30	NI	4,910	NI	NI	4,980	NI	NI	5,480	NI	NI	5,910	NI
MW 31	NI	5,285	NI	NI	5,350	NI	NI	5,900	NI	NI	6,100	NI
MW 32	NI	4,455	NI	NI	4,530	NI	NI	4,730	NI	NI	4,975	NI
MW 33	5,100	7,070	1,970	5,640	6,410	0,770	5,250	7,530	2,280	5,030	7,500	2,470
MW 34	4,420	7,440	3,020	4,385	7,440	3,055	4,800	7,450	2,650	5,230	NI	2,310
MW 36	5,030	7,530	2,500	4,670	7,505	2,835	5,900	7,500	1,600	5,710	7,150	1,440
MW 37	NI	5,450	NI	NI	5,385	NI	NI	5,600	NI	NI	5,820	NI
MW 38	NI	5,360	NI	NI	5,370	NI	NI	5,765	NI	NI	5,700	NI
MW 39	5,500	6,480	0,980	5,615	6,850	1,235	5,820	6,100	0,280	(6)	(6)	(6)
MW 40	NI	5,200	NI	NI	5,090	NI	5,720	5,900	0,180	(6)	(6)	(6)
MW 41	NI	5,180	NI	NI	5,510	NI	NI	6,000	NI	NI	5,880	NI
MW 42	NI	4,620	NI	4,375	5,805	1,430	4,900	6,150	1,250	5,040	6,160	1,120
MW 43	NI	5,770	NI	NI	5,720	NI	NI	6,000	NI	(6)	(6)	(6)
MW 44	NI	5,080	NI	NI	5,175	NI	NI	5,535	NI	NI	5,840	NI
MW 45	NI	5,100	NI	NI	5,380	NI	NI	5,650	NI	NI	5,875	NI
MW 46	NI	5,790	NI	NI	5,765	NI	NI	5,920	NI	(6)	(6)	(6)
MW 47	6,470	7,870	1,400	NI	6,850	NI	NI	6,650	NI	NI	5,840	NI
MW 48	NI	5,785	NI	NI	5,725	NI	NI	6,070	NI	NI	6,240	NI
MW 49	5,220	7,410	2,190	5,155	7,645	2,490	5,950	7,950	2,000	5,720	7,800	2,080
MW 50	NI	5,370	NI	NI	5,470	NI	NI	5,900	NI	NI	5,925	NI
MW 51	5,700	6,610	0,910	5,770	7,120	1,350	6,000	7,700	1,700	5,850	7,180	1,330
MW 52	NI	5,575	NI	NI	5,550	NI	NI	5,770	NI	NI	5,960	NI
MW 53	NI	5,625	NI	NI	5,530	NI	NI	5,730	NI	NI	5,990	NI
MW 54	NI	4,230	NI	NI	4,010	NI	NI	4,300	NI	NI	4,535	NI
MW 55	NI	5,760	NI	NI	5,695	NI	NI	5,930	NI	(6)	(6)	(6)
MW 56	4,670	8,070	3,400	4,600	8,090	3,490	4,830	NI	3,240	4,730	NI	3,340
MW 57	4,500	7,530	3,030	4,175	7,530	3,355	4,100	7,580	3,480	5,990	7,190	1,200
MW 58	NI	6,300	NI	NI	6,015	NI	NI	5,960	NI	NI	6,240	NI
MW 59	NI	4,060	NI	NI	4,100	NI	NI	4,250	NI	NI	4,370	NI
MW 82	NI	5,050	NI	NI	5,045	NI	NI	5,220	NI	NI	5,500	NI
MW 83	NI	5,860	NI	NI	5,720	NI	NI	6,230	NI	NI	6,360	NI
MW 84	NI	4,660	NI	NI	4,820	NI	NI	5,120	NI	NI	5,710	NI
MW 85	NI	6,065	NI	NI	6,020	NI	NI	6,150	NI	NI	6,340	NI
MW 86	NI	3,910	NI	NI	4,065	NI	(2)	(2)	NI	NI	7,740	NI
MW 87	NI	4,525	NI	NI	4,505	NI	NI	4,500	NI	NI	5,300	NI

Campanha	Novembro 2012 - 29/11			Janeiro 2013 - 14/01			Fevereiro 2013 - 25/02			Abril 2013 - 22/04		
	Poços	N.O (m)	N.A (m)	FL (m)	N.O (m)	N.A (m)	FL (m)	N.O (m)	N.A (m)	FL (m)	N.O (m)	N.A (m)
EW 01	4,670	6,910	2,240	4,710	6,700	1,990	4,290	7,030	2,740	4,470	7,220	2,750
EW 02	6,100	6,700	0,600	5,710	7,170	1,460	5,250	7,220	1,970	5,870	7,160	1,290
EW 03	5,280	NI	1,970	5,400	7,130	1,730	4,940	7,230	2,290	4,880	7,200	2,320
EW 04	5,600	6,010	0,410	5,530	6,110	0,580	5,380	7,220	1,840	5,330	6,600	1,270
EW 05	NI	5,650	NI	NI	6,870	NI	NI	6,300	NI	NI	5,550	NI
EW 06	5,810	7,900	2,090	5,200	7,980	2,780	4,990	8,330	3,340	5,050	8,310	3,260
EW 07	5,000	NI	1,700	4,570	7,600	3,030	5,020	6,550	1,530	5,170	6,590	1,420
EW 08	6,050	NI	1,350	5,550	NI	1,850	6,160	7,320	1,160	5,850	NI	1,550
EW 09	4,990	7,700	2,710	5,190	6,570	1,380	5,610	6,850	1,240	5,470	6,870	1,400
EW 10	5,040	5,600	0,560	4,680	5,850	1,170	4,840	5,860	1,020	4,590	5,970	1,380
EW 11	5,500	7,600	2,100	5,000	5,140	0,140	4,890	5,000	0,110	4,900	5,070	0,170
MW 19	NI	5,600	NI	NI	5,660	NI	NI	5,535	NI	NI	6,720	NI
MW 20	6,150	7,230	1,080	6,060	7,220	1,160	5,920	7,410	1,490	6,190	7,210	1,020
MW 21	NI	1,980	NI	NI	1,810	NI	NI	1,150	NI	NI	seco	NI
MW 22	NI	4,410	NI	NI	4,370	NI	NI	4,080	NI	NI	4,265	NI
MW 23	NI	4,240	NI	NI	4,640	NI	NI	2,700	NI	NI	4,840	NI
MW 24	NI	5,290	NI	NI	5,900	NI	NI	5,660	NI	NI	5,765	NI
MW 25	NI	5,120	NI	NI	4,800	NI	NI	4,070	NI	NI	4,180	NI
MW 26	NI	5,560	NI	NI	5,610	NI	NI	5,530	NI	NI	4,560	NI
MW 27	5,640	6,300	0,660	5,830	6,570	0,740	5,740	6,420	0,680	5,935	6,440	0,505
MW 29	NI	6,230	NI	NI	6,350	NI	NI	4,455	NI	NI	4,590	NI
MW 30	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	NI	4,865	NI	(2)	(2)	(2)
MW 31	NI	5,520	NI	NI	5,500	NI	NI	5,300	NI	NI	5,430	NI
MW 32	NI	4,590	NI	NI	4,530	NI	NI	4,320	NI	NI	4,340	NI
MW 33	4,680	NI	2,920	4,730	7,620	2,890	5,320	7,020	1,700	5,030	7,020	1,990
MW 34	(1)	(1)	(1)	4,670	7,330	2,660	4,850	7,390	2,540	4,730	7,380	2,650
MW 36	(1)	(1)	(1)	4,900	7,230	2,330	4,630	7,290	2,660	4,665	7,615	2,950
MW 37	NI	5,530	NI	NI	5,490	NI	NI	5,385	NI	5,230	5,600	0,370
MW 38	NI	5,310	NI	NI	5,330	NI	NI	7,050	NI	NI	5,180	NI
MW 39	(6)	(6)	(6)	5,630	6,230	0,600	5,630	7,090	1,460	5,630	6,350	0,720
MW 40	(6)	(6)	(6)	4,880	7,770	2,890	5,020	6,800	1,780	4,560	7,680	3,120
MW 41	NI	5,230	NI	NI	5,410	NI	NI	5,650	NI	NI	5,190	NI
MW 42	4,200	5,310	1,110	4,210	5,350	1,140	4,100	5,080	0,980	4,250	5,250	1,000
MW 43	(6)	(6)	(6)	NI	5,690	NI	NI	5,630	NI	NI	5,750	NI
MW 44	NI	5,270	NI	NI	5,200	NI	NI	6,070	NI	NI	5,100	NI
MW 45	NI	5,450	NI	NI	5,340	NI	NI	5,290	NI	NI	5,170	NI
MW 46	(6)	(6)	(6)	NI	5,650	NI	NI	5,580	NI	NI	5,740	NI
MW 47	5,450	5,600	0,150	5,370	5,650	0,280	5,250	5,860	0,610	5,220	5,800	0,580
MW 48	NI	5,810	NI	NI	5,780	NI	NI	5,695	NI	NI	5,755	NI
MW 49	5,400	7,500	2,100	5,300	7,330	2,030	5,200	7,190	1,990	5,200	7,300	2,100
MW 50	NI	5,480	NI	NI	5,500	NI	NI	5,385	NI	NI	5,370	NI
MW 51	5,700	7,400	1,700	5,690	7,010	1,320	5,640	6,700	1,060	5,610	6,430	0,820
MW 52	NI	5,650	NI	NI	5,600	NI	NI	5,500	NI	NI	5,460	NI
MW 53	NI	5,670	NI	NI	5,610	NI	NI	5,540	NI	NI	5,530	NI
MW 54	NI	4,450	NI	NI	4,350	NI	NI	4,100	NI	NI	4,160	NI
MW 55	(6)	(6)	(6)	NI	5,710	NI	NI	5,550	NI	NI	5,740	NI
MW 56	4,730	NI	3,340	4,660	NI	3,410	4,650	8,070	3,420	4,660	NI	3,410
MW 57	5,500	7,000	1,500	5,480	7,250	1,770	4,260	7,640	3,380	3,730	NI	3,910
MW 58	NI	6,080	NI	NI	5,770	NI	NI	5,690	NI	NI	5,780	NI
MW 59	NI	4,080	NI	NI	4,000	NI	(2)	(2)	(2)	NI	3,880	NI
MW 82	NI	4,810	NI	NI	4,800	NI	NI	4,890	NI	NI	4,850	NI
MW 83	NI	5,870	NI	NI	6,000	NI	NI	5,780	NI	NI	5,780	NI
MW 84	NI	5,260	NI	NI	4,915	NI	NI	5,110	NI	NI	4,870	NI
MW 85	NI	5,840	NI	NI	6,860	NI	NI	5,950	NI	NI	6,020	NI
MW 86	NI	4,220	NI	NI	5,980	NI	(2)	(2)	(2)	NI	3,840	NI
MW 87	NI	4,780	NI	NI	4,700	NI	NI	4,275	NI	NI	4,290	NI

Campanha	Junho 2013 - 06/06			Julho 2013 - 24/07			Agosto - 01/08			Outubro 2013 - 02/10		
	Poços	N.O (m)	N.A (m)	FL (m)	N.O (m)	N.A (m)	FL (m)	N.O (m)	N.A (m)	FL (m)	N.O (m)	N.A (m)
EW 01	4,650	7,290	2,640	4,740	7,540	2,800	4,770	7,620	2,850	4,670	7,610	2,940
EW 02	5,580	NI	2,270	6,100	7,580	1,480	6,050	7,570	1,520	5,850	7,550	1,700
EW 03	4,830	7,240	2,410	4,960	7,170	2,210	4,900	7,230	2,330	4,830	7,230	2,400
EW 04	5,520	6,990	1,470	5,550	7,400	1,850	5,610	7,690	2,080	5,400	7,730	2,330
EW 05	NI	5,740	NI	NI	5,880	NI	NI	6,160	NI	NI	5,930	NI
EW 06	5,110	8,350	3,240	5,510	8,200	2,690	5,260	8,390	3,130	5,270	8,380	3,110
EW 07	6,280	6,650	0,370	5,440	7,700	2,260	5,710	6,600	0,890	5,410	6,550	1,140
EW 08	5,730	NI	1,670	5,770	NI	1,630	6,130	NI	1,270	5,830	NI	1,570
EW 09	5,560	6,890	1,330	7,320	7,600	0,280	5,850	7,090	1,240	7,140	7,380	0,240
EW 10	4,540	5,920	1,380	4,870	6,060	1,190	5,070	6,000	0,930	4,830	6,010	1,180
EW 11	4,990	5,150	0,160	5,130	5,370	0,240	5,260	5,520	0,260	5,150	5,380	0,230
MW 19	NI	5,840	NI	NI	5,900	NI	NI	6,030	NI	NI	5,850	NI
MW 20	6,230	7,250	1,020	6,180	7,410	1,230	6,600	6,850	0,250	6,270	7,220	0,950
MW 21	NI	0,850	NI	NI	0,810	NI	NI	0,860	NI	NI	0,520	NI
MW 22	NI	4,180	NI	NI	3,820	NI	NI	4,000	NI	NI	4,120	NI
MW 23	NI	4,030	NI	NI	1,010	NI	NI	2,060	NI	NI	4,330	NI
MW 24	NI	6,040	NI	NI	5,860	NI	NI	5,950	NI	NI	5,880	NI
MW 25	NI	4,610	NI	NI	4,600	NI	NI	4,800	NI	NI	4,630	NI
MW 26	NI	5,820	NI	NI	5,840	NI	NI	6,010	NI	NI	5,950	NI
MW 27	5,960	6,930	0,970	6,090	6,800	0,710	6,400	6,790	0,390	6,130	6,800	0,670
MW 29	NI	4,490	NI	NI	4,280	NI	NI	5,440	NI	NI	6,580	NI
MW 30	NI	5,300	NI	NI	5,450	NI	NI	NI	NI	NI	5,660	NI
MW 31	NI	5,600	NI	NI	5,820	NI	NI	5,990	NI	NI	5,860	NI
MW 32	NI	4,570	NI	NI	4,730	NI	NI	4,840	NI	NI	4,730	NI
MW 33	6,460	6,920	0,460	5,700	7,230	1,530	5,210	7,390	2,180	5,260	7,100	1,840
MW 34	4,740	7,410	2,670	4,930	7,420	2,490	4,980	7,410	2,430	4,980	7,300	2,320
MW 36	4,640	7,500	2,860	4,720	7,510	2,790	4,810	7,510	2,700	4,700	7,440	2,740
MW 37	5,470	5,870	0,400	5,490	6,030	0,540	5,560	6,290	0,730	5,470	6,520	1,050
MW 38	NI	5,820	NI	NI	6,030	NI	NI	6,020	NI	NI	5,920	NI
MW 39	5,990	NI	1,100	6,030	6,600	0,570	5,920	6,400	0,480	6,250	6,370	0,120
MW 40	4,890	NI	1,910	(6)	(6)	(6)	5,030	7,740	2,710	4,920	7,700	2,780
MW 41	NI	5,370	NI	NI	5,570	NI	NI	5,730	NI	NI	5,620	NI
MW 42	4,380	5,660	1,280	4,500	6,700	2,200	4,600	7,510	2,910	4,460	5,570	1,110
MW 43	NI	5,960	NI	NI	6,120	NI	NI	6,240	NI	NI	6,190	NI
MW 44	NI	5,190	NI	NI	5,510	NI	NI	5,670	NI	NI	5,410	NI
MW 45	NI	5,260	NI	NI	5,490	NI	NI	5,630	NI	NI	5,640	NI
MW 46	NI	5,990	NI	NI	6,170	NI	NI	6,290	NI	NI	6,320	NI
MW 47	5,420	6,130	0,710	5,480	6,510	1,030	5,510	6,920	1,410	5,400	7,270	1,870
MW 48	NI	5,990	NI	NI	6,430	NI	NI	6,590	NI	NI	6,430	NI
MW 49	5,420	7,560	2,140	5,490	7,540	2,050	5,600	7,680	2,080	4,530	7,560	3,030
MW 50	NI	5,420	NI	NI	5,570	NI	NI	5,690	NI	NI	5,600	NI
MW 51	5,780	6,750	0,970	6,040	6,840	0,800	6,060	6,840	0,780	5,990	6,580	0,590
MW 52	5,700	5,890	0,190	5,670	6,300	0,630	5,690	6,780	1,090	5,620	7,020	1,400
MW 53	NI	5,780	NI	NI	5,840	NI	NI	5,960	NI	NI	5,950	NI
MW 54	NI	4,320	NI	NI	4,300	NI	NI	4,300	NI	NI	5,250	NI
MW 55	NI	6,000	NI	NI	6,110	NI	NI	6,230	NI	NI	6,200	NI
MW 56	4,630	NI	3,440	4,650	NI	3,420	4,660	NI	3,410	5,670	NI	2,400
MW 57	4,030	NI	3,610	4,630	7,750	3,120	5,400	7,630	2,230	5,050	7,580	2,530
MW 58	NI	6,050	NI	NI	6,150	NI	NI	6,280	NI	NI	6,260	NI
MW 59	NI	4,000	NI	NI	4,200	NI	NI	4,320	NI	NI	4,200	NI
MW 82	NI	4,850	NI	NI	5,060	NI	NI	5,060	NI	NI	5,640	NI
MW 83	NI	6,040	NI	NI	6,060	NI	NI	6,200	NI	NI	6,080	NI
MW 84	NI	5,250	NI	NI	5,070	NI	NI	5,290	NI	NI	5,060	NI
MW 85	NI	6,190	NI	NI	6,120	NI	NI	6,190	NI	NI	5,750	NI
MW 86	NI	4,180	NI	NI	4,200	NI	NI	4,360	NI	NI	4,320	NI
MW 87	NI	4,500	NI	NI	4,640	NI	NI	4,810	NI	NI	5,420	NI

Campanha	Novembro 2013 - 07/11			Dezembro 2013 - 02 e 03/12			Janeiro 2014 - 06 e 07/01			Fevereiro 2014 - 04 e 05/02		
	Poços	N.O (m)	N.A (m)	FL (m)	N.O (m)	N.A (m)	FL (m)	N.O (m)	N.A (m)	FL (m)	N.O (m)	N.A (m)
EW 01	4,720	7,500	2,780	4,550	7,560	3,010	4,830	7,600	2,770	4,900	7,620	2,720
EW 02	5,540	NI	2,160	5,150	7,660	2,510	4,390	7,690	3,300	4,900	NI	2,820
EW 03	4,780	7,200	2,420	4,550	7,190	2,640	4,940	NI	2,310	5,200	7,220	2,020
EW 04	4,850	NI	3,050	4,600	7,750	3,150	4,700	NI	3,100	4,440	7,750	3,310
EW 05	NI	6,000	NI	NI	5,720	NI	NI	5,280	NI	NI	5,440	NI
EW 06	5,250	8,450	3,200	4,850	8,360	3,510	4,890	8,390	3,500	4,920	7,880	2,960
EW 07	5,410	NI	1,290	5,190	6,560	1,370	5,040	6,470	1,430	5,200	6,500	1,300
EW 08	5,700	NI	1,900	5,280	NI	2,120	NI	NI	NI	4,990	7,420	2,430
EW 09	6,150	7,100	0,950	5,760	7,100	1,340	5,550	7,030	1,480	5,540	7,270	1,730
EW 10	4,900	6,000	1,100	4,680	5,940	1,260	4,790	5,140	0,350	5,060	NI	2,850
EW 11	5,200	5,800	0,600	5,000	5,200	0,200	5,220	5,350	0,130	5,710	5,920	0,210
MW 19	NI	6,090	NI	NI	5,780	NI	NI	5,510	NI	NI	6,010	NI
MW 20	6,430	7,200	0,770	5,970	7,210	1,240	5,820	7,330	1,510	6,300	7,300	1,000
MW 21	NI	1,610	NI	NI	0,990	NI	NI	0,970	NI	NI	3,100	NI
MW 22	NI	4,220	NI	NI	3,780	NI	NI	3,660	NI	NI	4,160	NI
MW 23	NI	4,310	NI	NI	1,680	NI	NI	1,520	NI	NI	4,310	NI
MW 24	NI	6,150	NI	NI	5,850	NI	NI	5,380	NI	NI	5,770	NI
MW 25	NI	4,740	NI	NI	4,710	NI	NI	4,130	NI	NI	4,230	NI
MW 26	NI	6,020	NI	NI	5,880	NI	NI	5,500	NI	NI	5,590	NI
MW 27	6,130	6,900	0,770	5,820	6,560	0,740	5,650	6,350	0,700	5,880	6,350	0,470
MW 29	NI	5,620	NI	NI	5,570	NI	NI	4,130	NI	NI	5,140	NI
MW 30	NI	5,730	NI	NI	5,320	NI	NI	4,870	NI	NI	4,840	NI
MW 31	NI	5,980	NI	NI	5,700	NI	NI	5,350	NI	NI	5,380	NI
MW 32	NI	4,730	NI	NI	4,510	NI	NI	4,320	NI	NI	4,190	NI
MW 33	5,340	7,100	1,760	4,030	7,480	3,450	4,350	7,490	3,140	5,120	6,820	1,700
MW 34	5,000	7,400	2,400	4,880	7,360	2,480	4,730	7,200	2,470	4,740	7,320	2,580
MW 36	4,700	NI	2,900	4,430	7,490	3,060	4,370	7,400	3,030	4,340	7,510	3,170
MW 37	4,510	6,800	2,290	5,370	7,020	1,650	5,100	6,700	1,600	5,130	7,020	1,890
MW 38	NI	6,140	NI	NI	5,950	NI	NI	5,710	NI	NI	6,150	NI
MW 39	(6)	(6)	(6)	6,360	6,750	0,390	6,100	6,450	0,350	6,200	6,270	0,070
MW 40	(6)	(6)	(6)	4,890	7,710	2,820	4,800	NI	2,000	4,660	NI	2,160
MW 41	NI	5,670	NI	NI	5,380	NI	NI	5,080	NI	NI	5,120	NI
MW 42	4,470	5,830	1,360	4,290	5,340	1,050	4,260	5,250	0,990	4,250	5,310	1,060
MW 43	(6)	(6)	(6)	NI	6,260	NI	NI	5,990	NI	NI	6,230	NI
MW 44	NI	5,400	NI	5,650	6,420	0,770	5,680	7,100	1,420	4,940	5,500	0,560
MW 45	(2)	(2)	(2)	NI	5,420	NI	NI	5,020	NI	NI	4,920	NI
MW 46	(6)	(6)	(6)	NI	6,380	NI	NI	6,120	NI	NI	6,230	NI
MW 47	5,470	7,800	2,330	5,190	7,840	2,650	4,920	NI	2,950	4,770	NI	3,100
MW 48	NI	6,860	NI	NI	6,210	NI	NI	6,350	NI	NI	6,110	NI
MW 49	5,670	7,800	2,130	5,530	7,670	2,140	5,570	7,600	2,030	5,930	NI	2,070
MW 50	NI	5,650	NI	NI	5,490	NI	NI	5,370	NI	NI	5,460	NI
MW 51	6,080	6,980	0,900	5,870	6,340	0,470	5,710	6,240	0,530	5,820	6,300	0,480
MW 52	5,670	7,290	1,620	5,620	7,200	1,580	5,350	6,710	1,360	5,420	6,960	1,540
MW 53	NI	6,050	NI	5,950	6,150	0,200	5,680	5,850	0,170	5,770	6,020	0,250
MW 54	NI	5,030	NI	NI	4,840	NI	NI	4,650	NI	NI	4,510	NI
MW 55	(6)	(6)	(6)	NI	6,280	NI	NI	6,000	NI	NI	6,210	NI
MW 56	4,820	NI	3,230	4,830	NI	3,230	4,910	NI	3,190	4,940	NI	3,140
MW 57	5,430	NI	2,270	4,960	7,570	2,610	4,600	7,500	2,900	4,990	7,560	2,570
MW 58	NI	6,450	NI	NI	6,360	NI	NI	6,030	NI	NI	6,200	NI
MW 59	NI	5,200	NI	NI	4,000	NI	NI	3,990	NI	NI	3,830	NI
MW 82	NI	5,140	NI	NI	4,930	NI	NI	4,860	NI	NI	5,160	NI
MW 83	NI	6,220	NI	NI	6,080	NI	NI	5,780	NI	NI	5,830	NI
MW 84	NI	5,430	NI	NI	4,950	NI	NI	4,560	NI	NI	4,850	NI
MW 85	NI	5,960	NI	NI	6,250	NI	NI	5,200	NI	NI	5,780	NI
MW 86	NI	4,350	NI	NI	4,050	NI	NI	3,990	NI	NI	3,830	NI
MW 87	NI	5,250	NI	NI	5,110	NI	NI	4,880	NI	NI	4,700	NI

Campanha	Março 2014 - 06 e 07/03			Abril 2014 - 14 e 15/04			Maio 2014 - 19 e 20/05			Junho 2014 - 16 e 17/06		
	Poços	N.O (m)	N.A (m)	FL (m)	N.O (m)	N.A (m)	FL (m)	N.O (m)	N.A (m)	FL (m)	N.O (m)	N.A (m)
EW 01	5,000	7,580	2,580	4,890	7,600	2,710	4,990	NI	2,660	5,080	7,600	2,520
EW 02	4,830	7,68	2,850	4,630	7,69	3,060	5,260	7,69	2,430	5,540	7,28	1,740
EW 03	5,010	NI	2,240	5,070	7,210	2,140	5,310	NI	1,940	6,380	6,870	0,490
EW 04	4,850	NI	2,960	4,900	7,750	2,850	4,980	7,770	2,790	5,000	7,770	2,770
EW 05	NI	5,060	NI	NI	5,230	NI	NI	5,640	NI	NI	5,590	NI
EW 06	4,850	7,690	2,840	4,820	7,700	2,880	5,170	7,780	2,610	5,430	7,850	2,420
EW 07	4,900	6,520	1,620	5,060	6,580	1,520	5,150	6,550	1,400	5,080	6,600	1,520
EW 08	4,950	NI	2,470	4,670	NI	2,750	5,150	NI	2,260	5,300	NI	2,150
EW 09	5,410	7,400	1,990	5,030	7,410	2,380	5,340	7,650	2,310	5,710	6,800	1,090
EW 10	5,260	NI	2,670	4,800	5,1	0,300	5,370	5,84	0,470	5,650	5,95	0,300
EW 11	5,260	5,440	0,180	5,670	5,890	0,220	5,930	6,160	0,230	5,480	5,650	0,170
MW 19	NI	5,530	NI	NI	5,650	NI	NI	5,870	NI	NI	5,470	NI
MW 20	5,880	6,320	0,440	5,940	7,210	1,270	6,190	7,350	1,160	5,910	7,350	1,440
MW 21	NI	1,360	NI	NI	1,800	NI	NI	1,760	NI	NI	1,020	NI
MW 22	NI	3,840	NI	NI	3,990	NI	NI	4,120	NI	NI	3,650	NI
MW 23	NI	2,110	NI	NI	3,930	NI	NI	4,230	NI	NI	1,460	NI
MW 24	NI	5,710	NI	NI	5,540	NI	NI	5,845	NI	NI	5,450	NI
MW 25	NI	4,270	NI	NI	4,190	NI	NI	4,350	NI	NI	4,180	NI
MW 26	NI	5,540	NI	NI	5,420	NI	NI	5,700	NI	NI	5,470	NI
MW 27	5,570	6,120	0,550	5,750	6,520	0,770	5,690	6,830	1,140	5,810	6,920	1,110
MW 29	NI	5,670	NI	NI	5,840	NI	NI	4,560	NI	NI	5,270	NI
MW 30	NI	4,880	NI	NI	4,810	NI	NI	5,000	NI	NI	4,980	NI
MW 31	NI	5,360	NI	NI	5,220	NI	NI	5,480	NI	NI	5,350	NI
MW 32	NI	4,250	NI	NI	4,150	NI	NI	4,440	NI	NI	4,550	NI
MW 33	4,080	7,470	3,390	4,650	7,110	2,460	5,370	6,890	1,520	4,890	7,140	2,250
MW 34	4,600	7,340	2,740	4,520	7,320	2,800	4,650	7,470	2,820	5,720	6,160	0,440
MW 36	4,340	7,500	3,160	4,190	7,530	3,340	4,580	7,600	3,020	4,800	7,500	2,700
MW 37	5,150	7,230	2,080	4,950	7,140	2,190	5,180	7,480	2,300	5,030	7,120	2,090
MW 38	NI	5,850	NI	NI	5,780	NI	NI	6,150	NI	NI	5,640	NI
MW 39	6,230	6,400	0,170	6,020	6,300	0,280	6,250	NI	0,780	6,060	6,200	0,140
MW 40	4,790	NI	3,010	5,830	7,75	1,920	4,880	7,71	2,830	4,920	7,75	2,830
MW 41	NI	5,030	NI	NI	5,000	NI	NI	5,135	NI	NI	5,190	NI
MW 42	4,310	5,360	1,050	4,310	5,500	1,190	4,450	5,700	1,250	4,520	5,760	1,240
MW 43	NI	6,150	NI	NI	5,970	NI	NI	6,255	NI	NI	5,960	NI
MW 44	4,870	5,400	0,530	4,920	5,500	0,580	5,040	5,840	0,800	5,270	5,820	0,550
MW 45	NI	4,860	NI	NI	4,780	NI	NI	4,880	NI	NI	4,920	NI
MW 46	NI	6,260	NI	NI	6,050	NI	NI	6,270	NI	NI	6,090	NI
MW 47	5,740	NI	2,130	4,640	7,860	3,220	4,680	NI	3,200	4,730	7,880	3,150
MW 48	NI	6,050	NI	NI	5,880	NI	NI	6,570	NI	NI	5,020	NI
MW 49	5,870	7,950	2,080	5,590	7,830	2,240	5,660	NI	2,340	5,310	7,470	2,160
MW 50	NI	5,250	NI	NI	5,250	NI	NI	5,350	NI	NI	5,420	NI
MW 51	5,590	6,060	0,470	5,440	5,880	0,440	5,830	6,510	0,680	5,700	5,930	0,230
MW 52	5,420	7,140	1,720	5,250	6,950	1,700	5,460	7,420	1,960	5,280	7,110	1,830
MW 53	5,810	6,050	0,240	5,610	5,790	0,180	5,880	6,100	0,220	5,680	5,920	0,240
MW 54	NI	4,420	NI	NI	4,460	NI	NI	4,540	NI	NI	4,700	NI
MW 55	NI	6,130	NI	NI	5,940	NI	NI	6,210	NI	NI	5,960	NI
MW 56	4,690	NI	3,380	4,630	NI	3,450	4,860	NI	3,220	4,910	NI	3,170
MW 57	5,210	7,630	2,420	5,230	NI	2,420	5,470	7,800	2,330	5,350	6,180	0,830
MW 58	NI	6,180	NI	NI	6,140	NI	NI	6,530	NI	NI	6,250	NI
MW 59	NI	3,770	NI	NI	3,930	NI	NI	4,230	NI	NI	4,090	NI
MW 82	NI	5,400	NI	NI	5,760	NI	NI	5,150	NI	NI	5,310	NI
MW 83	NI	5,820	NI	NI	5,730	NI	NI	5,990	NI	NI	5,700	NI
MW 84	NI	4,920	NI	NI	4,830	NI	NI	5,200	NI	NI	4,740	NI
MW 85	NI	5,430	NI	NI	5,550	NI	NI	5,810	NI	NI	5,260	NI
MW 86	NI	4,120	NI	NI	3,960	NI	NI	4,850	NI	NI	4,290	NI
MW 87	NI	4,680	NI	NI	4,820	NI	NI	4,790	NI	NI	4,730	NI



Campanha	Julho 2014 - 17/07			Agosto 2014 - 22/07			Setembro 2014 - 17/09			Outubro 2014 - 21 e 22/10		
	Poços	N.O (m)	N.A (m)	FL (m)	N.O (m)	N.A (m)	FL (m)	N.O (m)	N.A (m)	FL (m)	N.O (m)	N.A (m)
EW 01	5,020	7,380	2,360	5,070	7,200	2,130	5,140	7,640	2,500	5,320	7,550	2,230
EW 02	5,100	7,35	2,250	6,680	7,32	0,640	6,810	7,36	0,550	6,550	7,35	0,800
EW 03	NI	7,200	NI	NI	7,050	NI	7,050	7,100	0,050	6,400	7,200	0,800
EW 04	4,690	NI	3,140	4,680	7,540	2,860	4,850	7,780	2,930	4,460	7,620	3,160
EW 05	NI	5,400	NI	NI	5,740	NI	NI	5,770	NI	NI	5,840	NI
EW 06	4,880	7,920	3,040	5,740	7,990	2,250	5,850	7,950	2,100	5,660	8,040	2,380
EW 07	4,350	6,560	2,210	5,500	6,470	0,970	5,520	6,590	1,070	5,500	6,640	1,140
EW 08	5,270	NI	2,170	5,740	NI	1,690	4,700	NI	2,730	6,900	7,300	0,400
EW 09	5,880	6,770	0,890	6,020	6,700	0,680	6,100	6,910	0,810	6,210	6,990	0,780
EW 10	5,560	5,840	0,280	5,500	5,720	0,220	5,590	5,920	0,330	5,770	5,950	0,180
EW 11	5,490	5,650	0,160	5,560	5,820	0,260	5,870	6,080	0,210	5,560	5,890	0,330
MW 19	NI	5,610	NI	NI	5,750	NI	NI	5,960	NI	NI	5,800	NI
MW 20	6,000	7,310	1,310	6,140	7,320	1,180	6,260	7,350	1,090	6,180	7,200	1,020
MW 21	NI	1,300	NI	NI	1,290	NI	NI	1,100	NI	NI	1,070	NI
MW 22	NI	3,940	NI	NI	3,960	NI	NI	4,130	NI	NI	4,070	NI
MW 23	NI	3,780	NI	NI	3,630	NI	NI	4,200	NI	NI	4,170	NI
MW 24	NI	5,580	NI	NI	5,810	NI	NI	5,950	NI	NI	5,960	NI
MW 25	NI	4,270	NI	NI	4,200	NI	NI	4,690	NI	NI	5,080	NI
MW 26	NI	5,520	NI	NI	5,710	NI	NI	5,840	NI	NI	5,730	NI
MW 27	5,410	6,920	1,510	6,110	6,820	0,710	6,230	6,860	0,630	5,990	6,570	0,580
MW 29	NI	4,960	NI	NI	5,300	NI	NI	5,500	NI	NI	4,370	NI
MW 30	NI	4,920	NI	NI	5,090	NI	NI	5,300	NI	NI	5,100	NI
MW 31	NI	5,320	NI	NI	5,510	NI	NI	6,690	NI	NI	5,580	NI
MW 32	NI	4,650	NI	NI	4,680	NI	NI	4,730	NI	NI	4,720	NI
MW 33	5,000	6,890	1,890	5,110	7,080	1,970	5,490	7,010	1,520	5,790	6,900	1,110
MW 34	5,500	5,930	0,430	5,620	6,180	0,560	6,010	6,310	0,300	6,040	6,380	0,340
MW 36	4,710	7,470	2,760	4,840	7,420	2,580	4,970	7,520	2,550	5,140	7,390	2,250
MW 37	5,020	7,250	2,230	5,210	7,310	2,100	5,340	7,430	2,090	5,250	7,210	1,960
MW 38	NI	5,630	NI	NI	5,850	NI	NI	6,070	NI	NI	5,970	NI
MW 39	6,050	6,210	0,160	(2)	(2)	(2)	6,41	NI	0,8	6,35	6,49	0,140
MW 40	5,930	NI	1,880	5,000	NI	2,810	5,040	7,36	2,320	5,050	NI	2,760
MW 41	NI	5,210	NI	NI	5,500	NI	NI	5,360	NI	NI	5,360	NI
MW 42	4,500	5,420	0,920	5,820	6,040	0,220	5,220	6,360	1,140	4,780	5,870	1,090
MW 43	NI	6,090	NI	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	(2)	6,150	7,84	1,690
MW 44	5,480	5,700	0,220	5,500	5,550	0,050	5,510	5,685	0,175	5,190	5,420	0,230
MW 45	NI	4,930	NI	NI	4,970	NI	NI	5,070	NI	NI	5,320	NI
MW 46	NI	6,080	NI	NI	6,300	NI	NI	6,430	NI	NI	6,380	NI
MW 47	4,860	7,750	2,890	4,830	7,560	2,730	4,820	7,880	3,060	4,800	7,830	3,030
MW 48	NI	6,680	NI	NI	5,180	NI	NI	6,370	NI	NI	6,180	NI
MW 49	6,390	7,920	1,530	5,630	7,940	2,310	5,840	7,290	1,450	5,610	7,030	1,420
MW 50	NI	5,400	NI	NI	5,410	NI	NI	5,480	NI	NI	5,650	NI
MW 51	5,780	5,910	0,130	5,890	5,910	0,020	NI	6,100	NI	NI	6,030	NI
MW 52	5,350	6,820	1,470	5,470	7,400	1,930	5,580	7,570	1,990	5,500	7,210	1,710
MW 53	5,680	5,920	0,240	5,830	6,270	0,440	5,880	6,750	0,870	5,740	6,780	1,040
MW 54	NI	4,420	NI	NI	4,680	NI	NI	4,700	NI	NI	5,260	NI
MW 55	NI	6,000	NI	NI	6,230	NI	NI	6,370	NI	NI	6,300	NI
MW 56	4,920	NI	3,160	4,900	NI	3,180	4,900	NI	3,200	4,900	NI	3,200
MW 57	5,540	6,530	0,990	5,770	6,790	1,020	5,790	6,250	0,460	5,800	6,470	0,670
MW 58	NI	6,230	NI	NI	6,370	NI	NI	6,430	NI	NI	6,300	NI
MW 59	NI	4,390	NI	NI	4,610	NI	NI	4,650	NI	NI	4,610	NI
MW 82	NI	5,140	NI	NI	5,140	NI	NI	5,550	NI	NI	5,370	NI
MW 83	NI	5,710	NI	NI	5,960	NI	NI	6,150	NI	NI	6,150	NI
MW 84	NI	4,860	NI	NI	5,200	NI	NI	5,410	NI	NI	5,260	NI
MW 85	NI	5,350	NI	NI	5,610	NI	NI	5,930	NI	NI	5,810	NI
MW 86	NI	4,210	NI	NI	4,300	NI	NI	4,430	NI	NI	4,400	NI
MW 87	NI	4,650	NI	NI	4,630	NI	NI	4,640	NI	NI	5,120	NI

## **ANEXO B**

Tabela de resultados de espessura real de fase livre para série histórica.





