

MEDIDA DA HISTERESE DA SATURAÇÃO EM SOLOS CONTAMINADOS POR
DERIVADOS DE PETRÓLEO DEVIDO A VARIAÇÕES DO NÍVEL DO LENÇOL
FREÁTICO

VICTOR DE OLIVEIRA FERNANDES

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao
Curso de Graduação em Engenharia Civil da
Universidade Federal do Rio de Janeiro –
Campus Macaé, como requisito parcial para
obtenção do grau de Engenheiro Civil.

Orientadora: Beatriz Rohden Becker

Macaé

Dezembro de 2018

MEDIDA DA HISTERESE DA SATURAÇÃO EM SOLOS CONTAMINADOS POR
DERIVADOS DE PETRÓLEO DEVIDO A VARIAÇÕES DO NÍVEL DO LENÇOL
FREÁTICO

VICTOR DE OLIVEIRA FERNANDES

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO APRESENTADO AO CURSO DE
ENGENHARIA CIVIL DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO –
CAMPUS MACAÉ, COMO REQUISITO PARCIAL PARA OBTENÇÃO DO GRAU DE
ENGENHEIRO CIVIL

Examinado por:

Profa. Beatriz Rohden Becker, MSc.
UFRJ – Campus Macaé

Prof. Marcelo Silva, MSc.
UFRJ – Campus Macaé

Profa. Eliane Soares de Souza, DSc.
LENEP - UENF

MACAÉ, RJ – BRASIL

DEZEMBRO de 2018

Fernandes, Victor de Oliveira

Medida da Histerese da Saturação em Solos Contaminados por Derivados de Petróleo Devido a Variações do Nível do Lençol Freático / Victor de Oliveira Fernandes - Macaé: UFRJ/Curso de Engenharia Civil, 2018.

ix, 64 p.: il..

Orientadora: Beatriz Rohden Becker

Trabalho de Conclusão de Curso – UFRJ/ Macaé/ Curso de Engenharia Civil, 2018.

Referências Bibliográficas: p. 62-64.

1. remediação de solos, 2. hidrocarbonetos, 3. águas subterrâneas, 4. histerese.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, gostaria de agradecer a meus pais, Magdo e Wanderleia, minha namorada, Ana Luiza, toda minha família e meus amigos, que estiveram sempre junto a mim e me deram todo o suporte para que esse momento pudesse se tornar realidade. Sem eles, esse trabalho não existiria.

Além disso, não poderia deixar de agradecer à CAPES e ao governo brasileiro pelo investimento em mim feito – através do programa CAPES/BRAFITEC - durante meu período de intercâmbio para a França para realização do curso de Master Recherche que me possibilitou realizar este trabalho. Nesta mesma linha, agradeço ao Professor Necésio Gomes Costa pela oportunidade de participar de tal programa.

Não poderia deixar de mencionar o Professor Henri Bertin, que me orientou de maneira brilhante durante as fases de experiências, obtenção dos resultados e aprendizado sobre esse tema tão amplo.

Agradeço profundamente à Professora Beatriz Rohden Becker, que sempre se mostrou muito disposta e teve a melhor receptividade e abertura possível para me orientar nesta jornada e gerar o presente trabalho.

Por fim, agradeço à toda comunidade acadêmica da UFRJ-Macaé que, mesmo com todas as dificuldades enfrentadas, vem realizando um grande trabalho para alavancar o nome, a pesquisa e a qualidade da formação dos alunos de graduação.

Resumo do Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação apresentado à Universidade Federal do Rio de Janeiro - Campus Macaé como parte dos requisitos necessários para obtenção do grau de Engenheiro Civil.

MEDIDA DA HISTERESE DA SATURAÇÃO EM SOLOS CONTAMINADOS POR DERIVADOS DE PETRÓLEO DEVIDO A VARIAÇÕES DO NÍVEL DO LENÇOL FREÁTICO

Victor de Oliveira Fernandes

Dezembro/2018

Orientadora: Beatriz Rohden Becker

Curso: Engenharia Civil

Com inúmeros casos de contaminação de solos e águas subterrâneas no Brasil e no mundo por petróleo e seus derivados, torna-se essencial compreender a fundo o comportamento desses poluentes, de maneira a serem concebidos métodos de tratamento mais eficazes e economicamente viáveis. O presente trabalho compreende o estudo da histerese da saturação em óleo de um sistema água/óleo na zona de transição do lençol freático e a influência, em um meio poroso, da saturação inicial em óleo sobre sua saturação residual. Este estudo é parte do Projeto SoSie (Saturation résiduelle: estimation, impact et historique), que compreende a despoluição do solo de uma região na cidade de Collonges-au-Mont-d'Or, na região metropolitana de Lyon, França. O estudo experimental foi realizado durante um estágio de Master realizado no Laboratório I2M (Institut de Mécanique et d'Ingénierie) na cidade de Bordeaux, França. A partir de meios porosos sintéticos contendo areia com uma granulometria conhecida, foram obtidos valores de porosidade do meio poroso pelos métodos de atenuação de raios gama, dispersão e por meio da pesagem da amostra com o intuito de se caracterizar o meio com o qual se iria trabalhar. Os ciclos de drenagem e embebição foram realizados injetando-se a salmoura e o óleo em alternância. A saturação foi medida com o auxílio do método de atenuação de raios gama, por peso e pela dispersão difásica. Além disso, foram realizadas medidas de permeabilidade do meio poroso ao óleo. O estudo da influência da saturação inicial em óleo sobre a saturação residual em óleo, que compreende a segunda parte do projeto, foi realizado injetando-se simultaneamente óleo e salmoura na amostra e, com esse método, obteve-se os pontos de tendência de uma curva, comprovando a tendência histórica de estudos realizados em condições aproximadas. A partir deste conhecimento, é possível compreender mais a fundo as características do solo do local onde serão realizados os procedimentos para despoluição do solo, gerando um benefício para o projeto como um todo.

Palavras-chave: remediação de solos, hidrocarbonetos, águas subterrâneas, histerese.

Abstract of Undergraduate Completion Work presented to UFRJ – Campus Macaé as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Engineer.

MEASUREMENT OF THE SATURATION HYSTERESIS IN SOILS
CONTAMINATED BY DERIVATES OF OIL DUE TO LEVEL VARIATIONS OF THE
WATER TABLE

Victor de Oliveira Fernandes

December/2018

Advisor: Beatriz Rohden Becker

Course: Civil Engineering

With numerous cases of contamination of soil and groundwater in Brazil and around the world by oil and its derivatives, it's essential to thoroughly understand the behavior of these pollutants, so that more effective and economic viable treatment methods can be developed. The present work comprises the study of the saturation hysteresis in oil of a water/oil system in the zone of transition of the water table and the influence, in a porous media, of the initial saturation in oil on its residual saturation. This study is part of the SoSie (Saturation résiduelle: estimation, impact et historique) Project, which includes the decontamination of the soil of a region in the city of Collonges-au-Mont-d'Or, in the metropolitan region of Lyon, France. The experimental study was developed as a master's internship at the I2M (Institut de Mécanique et d'Ingénierie) Laboratory in the city of Bordeaux, France. From porous media containing sand with a known granulometry, its porosity values were obtained by the methods of gamma attenuation, dispersion and by weighing the sample in order to characterize the media in which it would work. The drainage and soak cycles were performed by injecting the brine and the oil in alternation. The saturation was measured with the aid of the gamma ray attenuation method, by weight and by the diphasic dispersion. In addition, permeability measurements of the porous medium were performed on the oil. The study of the influence of the initial saturation in oil on the residual saturation in oil, which comprises the second part of the project, was carried out by simultaneously injecting oil and brine into the sample. The results obtained allowed the draw of a tendency curve, proving the historical trend of studies carried out in approximate conditions. From this knowledge, it is possible to understand more thoroughly the soil characteristics of the place where the procedures will be carried out for soil decontamination, generating benefits for the project.

Keywords: soil remediation, hydrocarbons, groundwater, hysteresis.

ÍNDICE

1.	INTRODUÇÃO.....	1
2.	OBJETIVOS	4
3.	RESUMO DA METODOLOGIA.....	4
4.	REFERENCIAL TEÓRICO	5
4.1.	CONTAMINAÇÃO EM SUBSUPERFÍCIE E DISTRIBUIÇÃO DOS CONTAMINANTES	5
4.2.	TÉCNICAS DE REMEDIAÇÃO DE SOLOS E ÁGUAS SUBTERRÂNEAS	7
4.3.	GENERALIDADES DO MEIO POROSO	9
4.4.	DEFINIÇÃO E GENERALIDADES DA PRESSÃO CAPILAR E MOLHABILIDADE	17
4.5.	DEFINIÇÃO DO APRISIONAMENTO DAS FASES	19
4.5.1.	Mecanismos de aprisionamento	20
4.6.	HISTERESE DAS PROPRIEDADES DE ESCOAMENTO	25
4.7.	RELAÇÕES PARA OBTENÇÃO DE CURVAS APROXIMADAS	27
5.	METODOLOGIA	29
5.1.	APRESENTAÇÃO DO ESTUDO DE CASO	29
5.2.	PROCEDIMENTO EXPERIMENTAL	31
5.3.	DISPOSITIVO EXPERIMENTAL	32
5.4.	EXPERIMENTOS PARA MEDIÇÃO DE POROSIDADE, PERMEABILIDADE E SATURAÇÃO.....	34
5.5.	FASE 1	40
5.6.	FASE 2	47
6.	RESULTADOS	49
6.1.	FASE 1	49
6.2.	FASE 2	50
7.	DISCUSSÃO DE RESULTADOS.....	51
7.1.	FASE 1	51
7.2.	FASE 2	55
8.	CONCLUSÃO	60
9.	RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	61
10.	REFERÊNCIAS.....	62

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 - ILUSTRAÇÃO DO FENÔMENO DE INFILTRAÇÃO DO POLUENTE NO SUBSOLO. (JOUSSEF, 2010)	7
FIGURA 2 - EVOLUÇÃO DA POROSIDADE EM DIFERENTES ESCALAS (MODIFICADO DE DI CHIARA, 2009, APUD NONO, 2014).....	10
FIGURA 3 - PERFIL DA CURVA DE DISPERSÃO MONOFÁSICA (AUTORIA PRÓPRIA)	12
FIGURA 4 - EVOLUÇÃO DE $D_L(PE)$ DO ESCOAMENTO (SAHIMI, 1993).....	16
FIGURA 5 - ILUSTRAÇÃO DA PRESSÃO CAPILAR ENTRE DOIS FLUIDOS NÃO-MISCÍVEIS (NONO, 2014).....	18
FIGURA 6 - ILUSTRAÇÃO DO FENÔMENO DE MOLHABILIDADE (MODIFICADO DE NONO (2014)).....	19
FIGURA 7 - REUNIÃO DE VALORES DE S_{NMR} (SATURAÇÃO RESIDUAL DO FLUIDO NÃO MOLHANTE) EM FUNÇÃO DA POROSIDADE (PENTLAND, 2011)	21
FIGURA 8 - REPRESENTAÇÃO DO APRISIONAMENTO PELO MECANISMO DE DUBLÊ (MOORE & SLOBOD, 1956)	22
FIGURA 9 - ILUSTRAÇÃO DO MECANISMO DE SNAP-OFF (OH, 1979)	23
FIGURA 10 - ILUSTRAÇÃO DAS DIFERENTES COMBINAÇÕES DE APRISIONAMENTO (CHATZIS <i>ET AL.</i> 1983) ...	24
FIGURA 11 - BASE DE DADOS DE $S_{OI} = F(S_{OR})$ (PENTLAND, 2011).....	25
FIGURA 12 - HISTERESE DAS CURVAS DE PRESSÃO CAPILAR (DASSARGUES, 1997)	26
FIGURA 13 - CENÁRIO DO DERRAMAMENTO DOS COMBUSTÍVEIS EM COLLONGES-AU-MONT-D'OR	29
FIGURA 14 - PANORAMA GERAL DO LOCAL DO ESTUDO DE CASO	30
FIGURA 15 - TAMPÕES E TUBOS UTILIZADOS NAS EXPERIÊNCIAS	32
FIGURA 16 - CURVA GRANULOMÉTRICA E TABELA DE PENEIRAMENTO DA AREIA BR37 DA SIBELCO	33
FIGURA 17 - À DIREITA, O DISPOSITIVO EXPERIMENTAL DA FASE 1 E À ESQUERDA O DISPOSITIVO EXPERIMENTAL DA FASE 2.....	34
FIGURA 18 - DISPOSITIVO DE MEDIÇÃO POR ATENUAÇÃO DE RAIOS GAMA.....	35
FIGURA 19 - CÉLULA PADRÃO DE MEDIDA DE COEFICIENTE DE ABSORÇÃO (MODIFICADA DE NONO, 2014).....	36
FIGURA 20 - SOBREPOSIÇÃO DAS CURVAS DE DISPERSÃO MONOFÁSICA E DIFÁSICA.....	40
FIGURA 21 - EXEMPLO DE CÉLULA COM APENAS UM TAMPÃO, OS ANÉIS DE BORRACHA E O FILTRO.....	41
FIGURA 22 – AMOSTRA PRONTA PARA SER SUBMETIDA AO CO_2	41
FIGURA 23 – INJEÇÃO DE CO_2 NA AMOSTRA	42
FIGURA 24 – SATURAÇÃO DA AMOSTRA EM SALMOURA	43
FIGURA 25 – MEDIDA DE PRESSÃO ENTRE AS EXTREMIDADES DA CÉLULA EXPERIMENTAL	43
FIGURA 26 – PROCEDIMENTO DE DISPERSÃO	44
FIGURA 27 - BOMBA UTILIZADA PARA REALIZAÇÃO DA DRENAGEM	45
FIGURA 28 – PERFIL DE PRESSÃO DURANTE UM PROCESSO DE CO-INJEÇÃO.....	50
FIGURA 29 - SOBREPOSIÇÃO DOS PERFIS DE POROSIDADE.....	51
FIGURA 30 - SOBREPOSIÇÃO DAS CURVAS DE DISPERSÃO MONOFÁSICA.....	52
FIGURA 31 - PRIMEIRO CICLO DE DRENAGEM E EMBEBIÇÃO	53
FIGURA 32 - SEGUNDO CICLO DE DRENAGEM E EMBEBIÇÃO.....	53
FIGURA 33 – TERCEIRO CICLO DE DRENAGEM E EMBEBIÇÃO.....	53
FIGURA 34 – PRIMEIRO CICLO DE DRENAGEM E EMBEBIÇÃO	54
FIGURA 35 – SEGUNDO CICLO DE DRENAGEM E EMBEBIÇÃO	54
FIGURA 36 – TERCEIRO CICLO DE DRENAGEM E EMBEBIÇÃO.....	54
FIGURA 37 – SOBREPOSIÇÃO DE CURVAS DE POROSIDADE DA FASE 2	56
FIGURA 38 – RELAÇÃO $S_{OR} = F(S_{OI})$	57
FIGURA 39 - APLICAÇÃO DAS RELAÇÕES PERTINENTES AOS VALORES OBTIDOS EXPERIMENTALMENTE	57
FIGURA 40 - APLICAÇÃO DAS CURVAS DE TENDÊNCIA SOBRE A BASE HISTÓRICA DE DADOS $S_{OR} = F(S_{OI})$	58

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 - PROCEDIMENTO EXPERIMENTAL DA FASE 1.....	41
TABELA 2 - TABELA DE DADOS EXPERIMENTAIS DA FASE 1	49
TABELA 3 - TABELA DE DADOS EXPERIMENTAIS DA FASE 2	50

1. INTRODUÇÃO

Apesar de conhecido como Planeta Água, a Terra possui apenas uma pequena fração disponível para consumo humano: 97,5% de toda água do planeta é salgada, enquanto a água doce, da qual muitos organismos vivos dependem, incluindo nós, representa nada mais do que 2,5% do total, sendo que cerca de 75% disso está preso em calotas polares e glaciares, e outra parte encontra-se em aquíferos. Na prática, menos de 1% da água do planeta está disponível em locais de fácil acesso, como rios e lagos, para abastecer e alimentar seus 7,2 bilhões de habitantes e outros animais. (BARBOSA, 2015).

Os números apresentados mostram a importância da preservação dos recursos hídricos presentes na natureza, sobretudo aqueles de natureza freática, uma vez que representam grande parte da água doce disponível no mundo.

As técnicas de remediação de solos e águas subterrâneas que sofreram algum tipo de poluição também se apresentam como uma alternativa importante na preservação dos solos e recursos hídricos. Porém, a atenção com respeito a esses recursos nem sempre foi primordial, pois após séculos de imprudência na gestão ambiental e controle de resíduos conduziram a poluição destas águas e, portanto, a utilização das águas subterrâneas das localidades se encontra ao menos imediatamente impedida.

As contaminações de ambientes aquáticos e terrestres por derramamento de petróleo causa, há muito tempo, danos por vezes irreparáveis a esses ecossistemas. São inúmeros os exemplos ao redor do mundo e no Brasil, que ilustram essa realidade. É o caso do acidente com o navio Exxon Valdez (1989), que derramou, de acordo com EVOSTC (2006, *apud* CARDOSO, 2007, p.44), 41.000 m³ de óleo no mar do Alasca, contaminando mais de 2.000 km de costa e 25.600 km² de águas marinhas a morte de aproximadamente 35.000 pássaros e 1.000 mamíferos. Outro acidente marinho que causou grande impacto ao ecossistema local foi o do navio petroleiro Sea Empress (1996) que, quando encalhou, derramou aproximadamente 81.771 m³ de óleo e 545 m³ de combustível nos mares em torno da costa no sudoeste de Gales. (SEA EMPRESS, 2000, *apud* CARDOSO, 2007, p.51). No Brasil, o derramamento de 1.300 m³ de óleo combustível proveniente de uma falha de um oleoduto de 13 km de

extensão que leva óleo da Refinaria de Duque de Caxias (REDUC), no ano 2000 afetou vários ecossistemas, dentre eles a Área de Preservação Ambiental (APA) de Guapimirim, que abrange um manguezal de 14 mil hectares. (SOUSA *et al.*, 2013).

Porém, existem casos em que o derramamento de petróleo ocorre de maneira proposital, como tática de guerra, utilizada para não permitir que o suprimento de combustível seja utilizado por tropas inimigas que ocupem a região. O principal caso dessa natureza ocorreu no final da Guerra do Golfo, no Kuwait. Segundo Sadiq & McCain (1993), entre janeiro e maio de 1991 foram derramados aproximadamente 11 milhões de barris de petróleo (1.748.860 m³) no Golfo Árabe por ordem de Saddam Hussein de extinguir as reservas de petróleo do Kuwait.

Além desses casos de grande proporção, existem aqueles em que a poluição do subsolo ocorre de maneira difusa, como pode-se citar os exemplos de postos de combustíveis, onde muitos não estão totalmente preparados para a prestação de tal serviço.

Segundo um Relatório da CETESB (2018)¹, a principal atividade responsável pelas áreas contaminadas no Estado de São Paulo são os postos de combustíveis com 4.284 registros (72%), ficando bem à frente das demais atividades como: indústrias (19%), comerciais (5%), instalações para destinação de resíduos (3%) e casos de acidentes, agricultura e fonte de contaminação de origem desconhecida (1%).

O petróleo, que é em sua maior parte constituído por hidrocarbonetos, ao poluir o subsolo, produz uma fase orgânica sobrenadante que se dá o nome de NAPL (*Non-aqueous Phase Liquid*) e sua presença tem um grande impacto na qualidade das águas subterrâneas a longo prazo, uma vez que a dissolução dos componentes constituintes do NAPL (em particular os compostos BTEX, Benzeno, Tolueno, Etil-Benzeno e Xileno) é geralmente muito lenta, enquanto que a eficiência de operações de bombeamento e tratamento, técnica de despoluição de águas subterrâneas, é baixa – da ordem de 10% a 30% do volume total mobilizável de NAPL. Essa baixa eficiência parece estar ligada a um déficit na caracterização da poluição, a um

¹ <https://cetesb.sp.gov.br/areas-contaminadas/wp-content/uploads/sites/17/2018/01/Mapa-atividades.pdf>

desconhecimento dos valores de saturação residual em óleo (Sor) e a sua variabilidade temporal ligada às variações de nível do lençol freático.

É exatamente este passivo no conhecimento das características e comportamento do solo ao ser submetido a ciclos constantes e numerosos de drenagem e embebição que será tratado neste trabalho. Espera-se que, ao se conhecer mais a fundo o comportamento do solo em presença de poluentes como os hidrocarbonetos, a eficiência das operações de remediação do solo seja aumentada, recuperando-se um maior volume do NAPL mobilizável.

Este trabalho foi motivado pelo estudo de uma localidade na França chamada Collonges-au-Mont-d'Or, na região metropolitana de Lyon onde, durante a Segunda Guerra Mundial, ocorreu um derramamento de diversos combustíveis derivados de petróleo que se alojaram como fluido sobrenadante do lençol freático. A pesquisa ocorreu durante um intercâmbio na França para realização do curso de Master Recherche no Laboratório I2M da Universidade de Bordeaux, pelo programa CAPES/BRAFITEC.

Assim, a motivação deste trabalho foi a de estudar mais a fundo os problemas ocasionados pelo desconhecimento dos valores de saturação residual de fluidos contaminantes (como os derivados de petróleo) e evidenciar que os solos são extremamente heterogêneos, o que gera uma diferença e grande dificuldade em sua caracterização e na definição de paralelos entre uma e outra região.

2. OBJETIVOS

Os objetivos deste trabalho podem ser resumidos em:

- A partir do estudo da histerese, avaliar o impacto de diferentes ciclos de drenagem e embebição sobre o valor da saturação residual em óleo (Sor) na condição bifásica simplificada água/NAPL – Fase 1;
- Estudar a influência da saturação inicial em óleo (Soi) de um meio poroso sobre sua saturação residual em óleo (Sor) – Fase 2;
- A partir dos valores encontrados, validar a metodologia e os resultados experimentais para avaliação da histerese para o caso em estudo, além de estabelecer procedimentos a serem aproveitados e aplicados em projetos similares.

3. RESUMO DA METODOLOGIA

Para a primeira fase de experiências, realizam-se as seguintes operações:

- a) Saturação do meio poroso em CO₂
- b) Saturação do meio poroso em salmoura
- c) Determinação da permeabilidade do meio poroso utilizado através da medida da pressão
- d) Determinação da porosidade do solo utilizado nas experiências
- e) Saturação do meio poroso em óleo²
- f) Realização dos ciclos de drenagem e embebição, medindo-se as saturações residuais e irreduzíveis

Para a segunda fase do projeto, as operações são as mesmas da fase 1 até o item d. Após determinadas as características físicas do meio poroso, tem-se:

- g) Injeção de óleo e água simultaneamente obedecendo a razão de vazão pré-determinada
- h) Medição da saturação em água e óleo
- i) Embebição
- j) Medição da saturação residual em óleo

² Neste trabalho, o uso da palavra óleo refere-se ao óleo sintético ISOPAR-M da Esso, utilizado nos experimentos.

4. REFERENCIAL TEÓRICO

4.1. CONTAMINAÇÃO EM SUBSUPERFÍCIE E DISTRIBUIÇÃO DOS CONTAMINANTES

Diferentemente do que se imagina, os hidrocarbonetos não são completamente inertes, sendo capazes de interagir com os sistemas subterrâneos e gerando diversas fases distintas por meio de diferentes processos de transferência e transformação. De acordo com Faust & Montroy (1996), as cinco fases sob as quais podem ser apresentados os compostos de hidrocarbonetos são mostradas a seguir:

- 1) **Fase livre:** a fase livre, ou NAPL é a fase livre dos compostos de hidrocarbonetos constituída por compostos orgânicos imiscíveis em água e que, sendo sobrenadantes, têm grande potencial de contaminação das águas subterrâneas através da formação de plumas de contaminação.
- 2) **Fase adsorvida:** a fase adsorvida é aquela composta por um conjunto de contaminantes orgânicos ou metais retidos à superfície ou à estrutura dos minerais constituintes da massa de solo do aquífero. O processo de adsorção pelas argilas é de grande importância para retenção de metais pesados e compostos orgânicos polares do petróleo e derivados que tenham infiltrado na massa de solo. O processo de adsorção pelo meio físico do solo depende, dentre outros, da superfície dos minerais, da composição das fases adsorventes, da superfície específica, tamanho dos grãos, porosidade e espessura dos sedimentos do solo.
- 3) **Fase residual:** Fase do NAPL que não está contida na fase livre, tendo sido desprendida de tal pelos mecanismos de aprisionamento dos poros. Essa fase serve como fonte de contaminação para a fase dissolvida.
- 4) **Fase dissolvida:** Quando os contaminantes e/ou poluentes, sobretudo os compostos aromáticos do petróleo e derivados, parcialmente solúveis em água, entram em contato com o lençol freático, eles se dissolvem de acordo com sua capacidade de dissolução. Com isso, esta é uma fase que, mesmo sem grande concentração de contaminante é a mais importante fonte de contaminação, por abranger um grande volume de fluido contaminado.

5) Fase de vapor: Esta fase é constituída pelos contaminantes voláteis dos combustíveis, estando presente sobretudo na zona vadosa do subsolo. Assim como para a fase dissolvida, a fase de vapor depende de diversos fatores referentes ao contaminante das águas subterrâneas, como sua capacidade de volatilização, além de características do solo que permitirão o escoamento mais fácil ou não desta fase (porosidade, permeabilidade, densidade, espessura da zona vadosa).

O fluido poluente atinge as camadas de águas subterrâneas através da infiltração no solo. Durante seu trajeto, ele alcança primeiramente a zona não-saturada do solo, também chamada de zona de transição, que é onde ocorrem as variações sazonais do nível do lençol freático. Especialmente nessa zona, a parcela do volume de poros ocupada pelo poluente é de difícil remoção. É, principalmente, nessa situação que os mecanismos de aprisionamento da fase não-molhante entram em cena. Depois de atingida a zona saturada do solo, o fluido poluente – no caso do presente estudo, NAPL – se instala como fluido sobrenadante à camada de água subterrânea. Essa parcela é mais mobilizável, e, conseqüentemente, essa é a região poluída do subsolo em que as técnicas de despoluição irão agir e terão maior eficiência.

Em locais onde o sistema freático é pouco dinâmico e pouco permeável, o NAPL pode apresentar maior espessura, uma vez que a sua fração móvel é muito pequena, o que gera uma saturação em óleo grande ao longo de quase toda sua espessura no subsolo. Além disso, como a mobilidade do NAPL é baixa, é diminuída também a sua solubilidade.

O caso do presente estudo é bem representado pela Figura 1, extraída do trabalho de Joussef (2010).

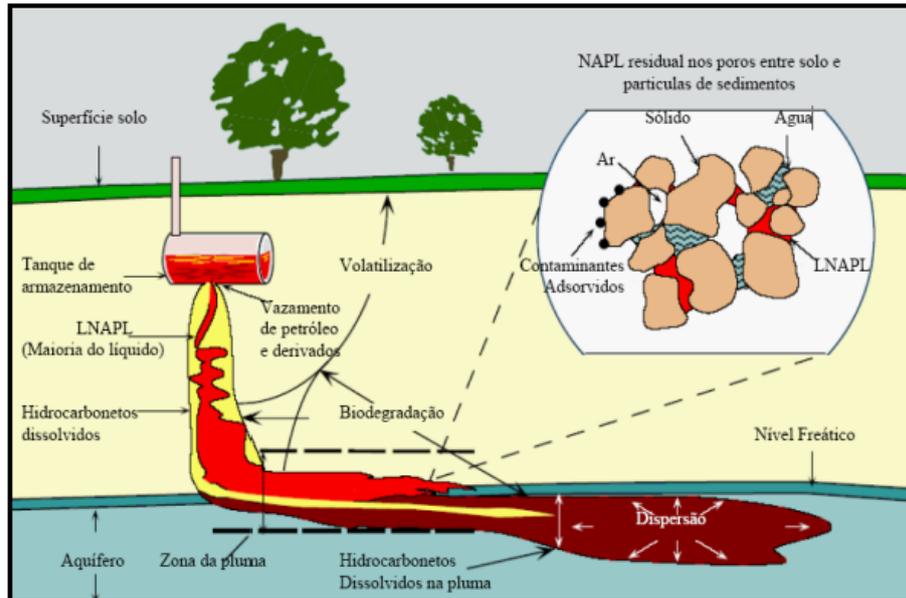


Figura 1 - Ilustração do fenômeno de infiltração do poluente no subsolo. (JOUSSEF, 2010)

De acordo com Espinosa (2016), a pluma formada pelo derramamento do poluente e sua conseqüente chegada ao lençol freático, aliado à sua natureza imiscível em água, gera a presença de glóbulos de NAPL, que ficam retidas nas zonas saturadas do solo. Esse NAPL residual funciona como uma fonte de liberação de contaminantes para a fase dissolvida por longos períodos nas águas subterrâneas.

Esta concentração de NAPL residual é medida de acordo com a saturação residual e acredita-se estar intimamente ligada à saturação inicial em óleo de tal região do subsolo. Um dos principais objetivos deste trabalho é encontrar uma relação entre essas duas medidas, a fim de melhor quantificar, para o estudo de caso, as razões de saturação.

4.2. TÉCNICAS DE REMEDIAÇÃO DE SOLOS E ÁGUAS SUBTERRÂNEAS

A poluição do solo pode ocorrer por eventos de diversas naturezas, inclusive por razões naturais. Porém, a partir do século XX, a poluição de solos e, conseqüentemente, solos e águas subterrâneas por petróleo e derivados aumentou significativamente.

As técnicas de despoluição do solo têm se desenvolvido cada vez mais, gerando resultados mais eficazes e maiores taxas de recuperação de áreas degradadas. Os tratamentos podem ocorrer de três maneiras distintas:

Off site: O solo a ser tratado é enviado para um outro local onde serão realizados os procedimentos de tratamento e, depois de despoluído, ele é devolvido ao local de origem.

On site: O solo é retirado do local, tratado no próprio terreno e devolvido ao local de origem.

In situ: O solo não é removido em nenhum momento, sendo os procedimentos de remediação realizados no local de origem.

Além disso, podemos classificar os tipos de procedimentos para remediação do solo. São quatro grupos básicos de tratamento de solo:

1) Processos físicos: Os métodos físicos de remediação de áreas contaminadas representam o método mais utilizado. O princípio consiste em utilizar fluidos, como gás ou a água, presentes no solo ou injetados, como vetor para transportar o poluente até um ponto de extração ou a fim de imobilizá-lo.

Ex. – **Air sparging:** Esta é uma técnica *in situ*, indicada para casos onde ocorreu poluição por gases ou vapores tóxicos. De acordo com Coutinho & Gomes (2007), o método consiste em injetar grandes volumes de ar comprimido no aquífero contaminado a fim de criar bolhas na água. Esse processo ajuda na remoção de compostos voláteis que podem ser capturados por sistemas de filtros de carvão. Este procedimento também é largamente utilizado para tratar áreas contaminadas por hidrocarbonetos.

2) Procedimentos químicos: Os métodos químicos utilizam reativos químicos para quebrar as moléculas do poluente, transformando-os em compostos menos tóxicos e/ou mais facilmente biodegradáveis.

Ex. – **Soil flushing:** Nesse caso, é injetada água com aditivos para tratamento da massa de água poluída, sendo a mistura recolhida para tratamento e reciclagem. Trata-se de uma técnica *in-situ* e que muito se assemelha à lavagem convencional. A água pode ser injetada a diferentes pressões e temperaturas, o que gera grande quantidade de efluentes contaminados. Por isso, é necessário reciclar o solvente utilizado durante a extração do poluente.

3) Procedimentos biológicos: O tratamento biológico consiste em utilizar microrganismos, normalmente bactérias, para favorecer a degradação das

substâncias químicas tóxicas em substâncias menos tóxicas. Esses tratamentos são normalmente utilizados como método complementar a um outro tratamento.

Ex. – **Biosparging**: Trata-se de um procedimento *in-situ* que é uma variante do *sparging*. Nesse caso, o ar injetado na zona saturada do solo conta com a presença de oxigênio e nutrientes para aumentar o processo de biodegradação. De acordo com Kao (2008), o ar injetado promove uma oxigenação do aquífero a fim de gerar uma biodegradação do poluente. Os gases gerados por esse processo biológico são capturados através de poços de coleta para posterior tratamento.

4) Procedimentos térmicos: Os processos térmicos usam o calor para destruir o poluente (incineração), isolá-lo ou torna-lo inerte (vitrificação).

Ex. – **Incineração**: Trata-se de um método *off-site*, aconselhável quando se deseja remover contaminantes sensíveis a altas temperaturas e, de acordo com Corseuil & Marins (1997), também podem ser usados para controlar o movimento de plumas. Esse procedimento é tipicamente utilizado para solos prejudicados pelo derramamento de água contaminada ou hidrocarbonetos, como os derivados do petróleo. O processo é simples: submete-se a amostra de solo a um forno de alta temperatura até que o contaminante evapore. Este é então coletado e resfriado para que seja disposto da maneira correta posteriormente. Após finalizada a extração do poluente, o solo é resfriado e levado novamente ao seu local de origem.

4.3. GENERALIDADES DO MEIO POROSO

Sejam eles naturais ou produzidos, os meios porosos são constituídos por uma matriz sólida eventualmente deformável e de um conjunto de poros. Esses últimos, possuem volume delimitado pela interface matéria-vazio. (MALVAULT, 2013)

O escoamento nesses meios é devido à passagem do fluido pela rede de poros conectados entre si, podendo-se caracterizar o escoamento nesse meio como lento, onde é aplicável a Lei de Darcy.

No presente trabalho, os estudos são feitos na escala do poro, e, por consequência, na escala de Darcy. Se desejamos passar da escala do poro à escala local, devemos definir um Volume Elementar Representativo.

Volume Elementar Representativo (VER): A definição de Volume Elementar Representativo é baseada na definição do indicado espaço, $\varphi(x)$, ocupado pelo vazio ou pela fase sólida. A porosidade é definida como o conjunto dos

interstícios, que podem conter fluidos. Na escala microscópica, a porosidade é igual a uma unidade se o volume considerado se situa no espaço vazio e igual a zero se o volume considerado se situa na matriz sólida do meio poroso. (NONO, 2014).

▪ POROSIDADE

Em uma escala microscópica, pode-se definir a porosidade como uma função da distribuição dos espaços vazios, como a seguir:

$$\varphi(x) = \begin{cases} 1 & \text{se } x \text{ está localizado no vazio} \\ 0 & \text{se } x \text{ está na matriz sólida} \end{cases}, \forall x \in \Gamma, \quad (1)$$

onde Γ representa o espaço ocupado pelo meio poroso.

Então, ao passarmos para a escala macroscópica de um volume de observação V , a porosidade é definida por:

$$\Phi = \frac{1}{V} \int_V \varphi(x) dV \quad (2)$$

A evolução da porosidade em função da escala de observação, que está intimamente ligada ao Volume Elementar Representativo é ilustrada na Figura 2, onde r representa o raio do Volume Elementar Representativo:

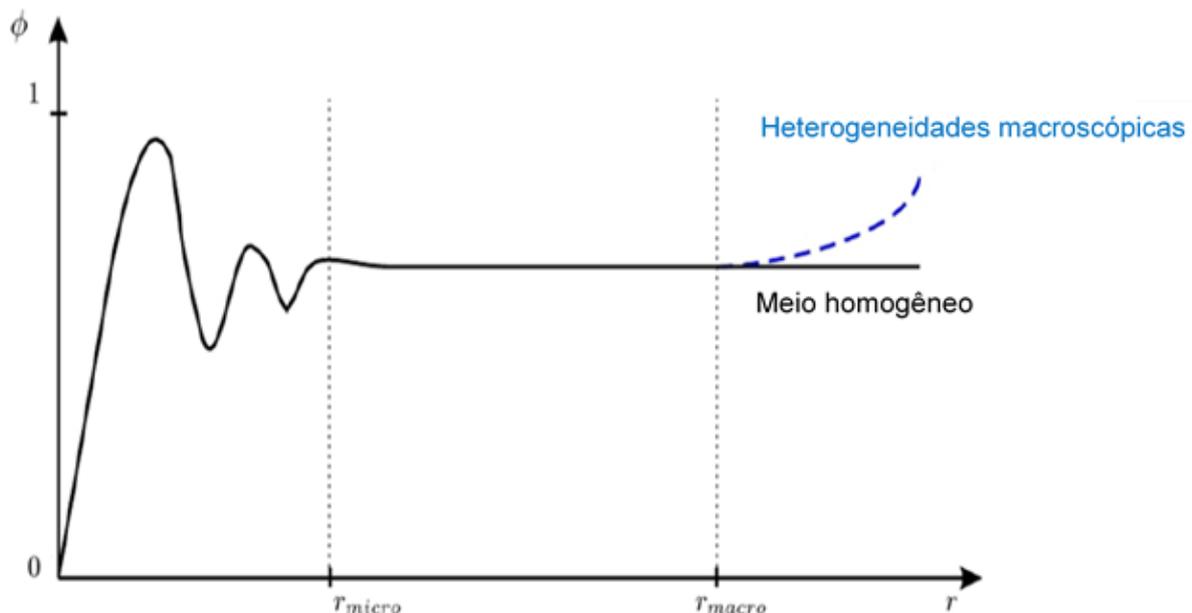


Figura 2 - Evolução da porosidade em diferentes escalas (modificado de Di Chiara, 2009, *apud* Nono, 2014)

Portanto, podemos perceber que sua evolução em função do raio do volume de observação mostra que existe um trecho onde a porosidade é constante. Logo,

VER deve ser suficientemente grande para estimar todos os parâmetros relativos na escala do poro e suficientemente pequeno para que se possa negligenciar frente a um volume de medida maior na escala macroscópica, estando ele entre r_{macro} e r_{micro} .

Na escala local, onde a porosidade é constante, a porosidade é definida por:

$$\Phi = \frac{V_p}{V_t} \quad (3)$$

onde V_p representa o volume de poros (vazios) e V_t o volume total de observação.

▪ DISPERSÃO

Em um fluido no repouso, observa-se que o soluto forma uma nuvem, que se espalha ao longo do tempo devido à difusão molecular. A difusão molecular é um fenômeno dispersivo permanente. Sua combinação com um campo de velocidades gera dispersões específicas do soluto. Nos meios porosos, a forma do espaço poroso no qual circula o fluido gera escoamentos complexos.

A dispersão de uma nuvem de moléculas em um meio poroso é devida à advecção pelo campo de velocidades do escoamento e à difusão molecular. Historicamente, o estudo da dispersão de uma nuvem de traçadores (ou seja, a evolução deste no meio poroso) se baseia no coeficiente de dispersão D , que pode ser, segundo os casos, constante no meio poroso ou variar espacialmente ou temporalmente. Nos meios porosos, a dispersão leva um certo tempo para atingir seu estado assintótico, e o coeficiente de dispersão assintótico é medido para tempos longos. (GUILLON, 2013)

A dispersão pode ser simplificada definida, portanto, como o resultado da mistura de dois fluidos miscíveis em um meio poroso (difusão molecular + dispersão mecânica). Podem ser usados, então, traçadores que permitirão analisar o perfil de dispersão ao longo do meio poroso.

De acordo com Nono (2014), a equação da dispersão pode ser escrita como:

$$\frac{\partial C}{\partial t} + v \frac{\partial C}{\partial x} = D \frac{\partial^2 C}{\partial x^2} \quad (4)$$

onde C é a concentração, D é o coeficiente de dispersão na direção x e v a velocidade média do fluido.

Uma solução analítica dessa equação, com as condições limites e iniciais de acordo com o presente estudo é mostrada abaixo:

$$\begin{aligned}
 C(x=0, t) &= C_0 \\
 C(t=0) &= 0 \\
 \frac{C}{C_0} &= \frac{1}{2} \operatorname{erfc}\left(\frac{x-vt}{2\sqrt{Dt}}\right)
 \end{aligned}
 \tag{5}$$

onde erfc é a função de erro complementar.

Na Figura 3 é mostrada uma curva de dispersão monofásica fruto deste trabalho.

A concentração C/C_0 igual a 0,5 corresponde, por definição, à injeção exata de 1 volume de poros na amostra. Esta definição permite medir a porosidade do meio poroso através do método de dispersão monofásica.

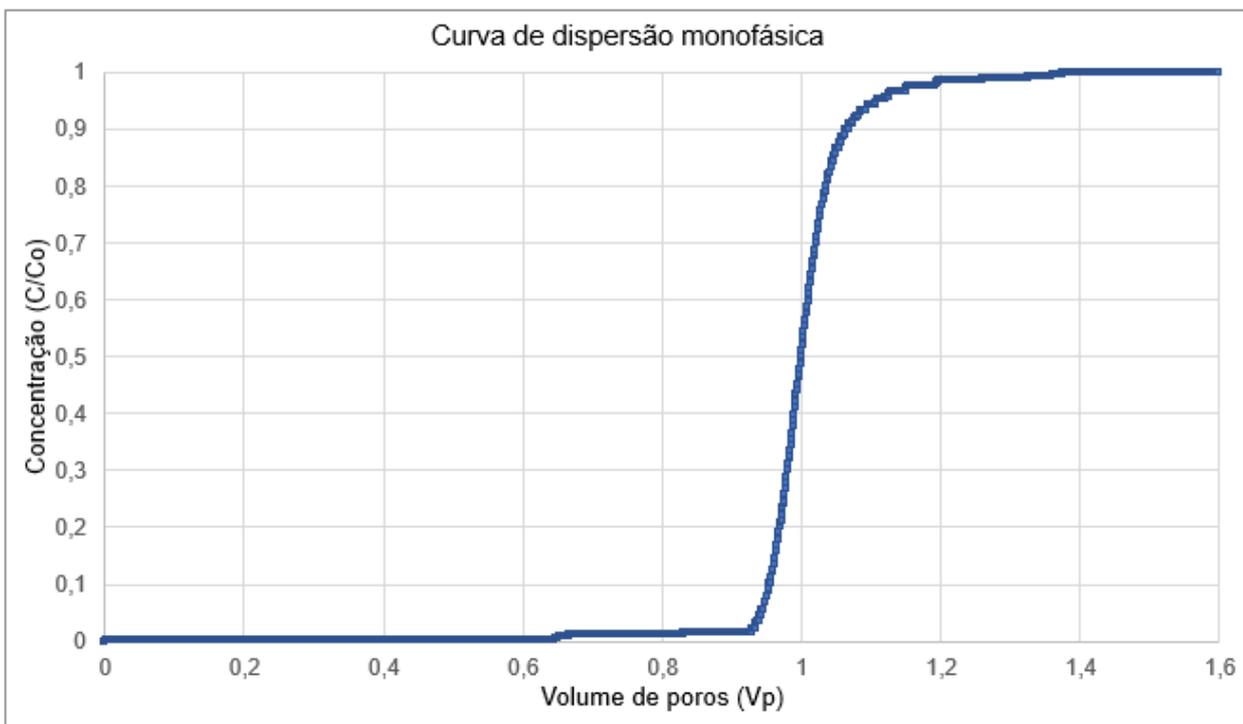


Figura 3 - Perfil da curva de dispersão monofásica (Autoria própria)

▪ PERMEABILIDADE

Todas as leis estabelecidas para os escoamentos em meios porosos se iniciam na escala do poro. Considera-se, nesse caso, fluidos incompressíveis, newtonianos e não miscíveis. O escoamento de um fluido (α) através de um poro é regido pela equação de Stokes e a equação de continuidade da fase.

A esse sistema, adicionamos a condição de não-deslizamento à interface de contato entra a fase líquida e a matriz sólida, definida pela equação a seguir:

$$\begin{aligned} -\nabla P_\alpha + \rho_\alpha \cdot g + \mu_\alpha \cdot \nabla^2 v_\alpha &= 0 \\ \nabla \cdot v_\alpha &= 0 \end{aligned} \quad (6)$$

$$v_\alpha = 0 \text{ (na interface de contato fluido-sólido)}$$

onde P_α é a pressão, ρ_α é a massa específica, μ_α é a viscosidade dinâmica e v_α a velocidade da fase α .

A passagem à escala local, feita anteriormente a fim de se manter no intervalo de valores do raio de observação do Volume Elementar Representativo, permite exprimir a velocidade média do escoamento de um fluido viscoso em um meio poroso aplicando-se, por exemplo, o método de tomada da média volumétrica (WHITAKER, 1986 *apud*, NONO 2014). A partir disso, obtém-se a Lei de Darcy:

$$\frac{1}{V} \int_{V_p} \mathbf{v}_\alpha \cdot dV = -\frac{\mathbf{K}}{\mu_\alpha} \left(\nabla \left(\frac{1}{V_p} \int_{V_p} P_\alpha \cdot dV \right) - \rho_\alpha \cdot g \right) \quad (7)$$

onde V_p é o volume de poros, V é o volume utilizado na tomada da média volumétrica e \mathbf{K} é uma grandeza intrínseca ao meio poroso e representa o tensor de permeabilidade. Esta é uma grandeza física que traduz a capacidade do fluido de atravessar o meio poroso.

Na escala de Darcy em escoamentos horizontais em 1D, tem-se:

$$v_\alpha = -\frac{k}{\mu_\alpha} \cdot \left(\frac{dP_\alpha}{dx} \right) \quad (8)$$

onde v_α é a velocidade de Darcy.

Na escala do laboratório, onde se impõe uma vazão/gradiente de pressão, utiliza-se o modelo empírico de Darcy em 1D (DARCY, 1856, *apud* NONO, 2014):

$$Q_\alpha = \frac{k \cdot A}{\mu_\alpha \cdot L} \cdot (\Delta P_\alpha) \quad (9)$$

onde Q_α é a vazão da fase α , k é a permeabilidade e L o comprimento do meio poroso.

Se a equação anterior for rearranjada, pode-se chegar à relação utilizada para calcular a permeabilidade à água:

$$k = \frac{Q \cdot \mu \cdot L}{A \cdot \Delta P} \quad (10)$$

▪ SATURAÇÃO

Em escoamentos polifásicos, tem-se ao menos duas fases não-miscíveis no interior do meio poroso. A presença de cada fase i é caracterizada por sua saturação S_i . Ela representa a razão entre o volume de poros ocupados pela respectiva fase e o volume de poros total de um volume de observação considerado (NONO, 2014):

$$S_i = \frac{V_i}{V_p} \quad (11)$$

▪ DISPERSÃO DIFÁSICA

Existem dois fatores adimensionais essenciais para caracterização de regimes de escoamento e de transporte. Para caracterização de regimes de transporte, se trata do Número de Péclet (Pe) e para a caracterização de regimes de escoamento, o Número de Reynolds (Re).

Como se deseja, neste trabalho, simular a zona de transição do lençol freático, a vazão dos fluidos na amostra durante os experimentos de drenagem e embebição deve ser tal que não ocorra o deslocamento do fluido que está sendo aprisionado pelos mecanismos de aprisionamento (estes mecanismos são apresentados mais à frente). Por tal razão, é de primordial importância o conhecimento do regime de escoamento do fluido no meio poroso para que seja definida uma vazão que respeite este regime.

▪ NÚMERO DE PÉCLET

O Número de Péclet traduz o regime de transporte de massa. A dispersão de um traçador em um fluido se efetua, seja por difusão molecular, seja por advecção. O fluxo difusivo de um traçador difusivo deve verificar a seguinte expressão: (GUILLON, 2013)

$$J_{difusivo} = -D_m \nabla(\rho_A) \approx D_m \frac{\rho_A}{L} \quad (12)$$

onde D_m é o coeficiente de difusão molecular de um traçador no fluido de transporte, ρ_A a massa de traçador por volume de fluido e L o comprimento característico de escoamento.

O fluxo advectivo de traçador $J_{advectivo}$ é dado por:

$$J_{advectivo} = \rho_A v \quad (13)$$

sendo v a velocidade característica de escoamento do fluido.

O Número de Péclet é definido como a razão entre o fluxo advectivo e o fluxo difusivo:

$$Pe = \frac{J_{advectivo}}{J_{difusivo}} = \frac{vL}{D_m} \quad (14)$$

Foi mostrada por diversos autores (Guyon *et al.* (1988), Sahimi (1995), Maier *et al.* (2000) e Bruderer & Bernabe (2001)) uma relação de dependência entre o Número de Péclet e a dispersão de traçadores. A Figura 4, que representa a evolução da dispersão longitudinal em função do Número de Péclet permite definir diferentes regimes de dispersão. Ela utiliza o coeficiente de dispersão D (GUILLON, 2013), que é definido a partir de momentos de nuvem de traçadores, segundo a equação a seguir:

$$D = \lim_{t \rightarrow \infty} \frac{1}{2} \frac{d(\sigma^2)}{dt} = Constante \quad (15)$$

onde $\sigma^2(x, t)$ é a variância da nuvem de partículas (momento de ordem 2) dado pela equação a seguir:

$$\sigma^2(x, t) = \langle (x(t) - \langle x(t) \rangle)^2 \rangle \quad (16)$$

onde $x(t)$ é a posição das partículas no tempo t , e $\langle x(t) \rangle$ é a posição média das partículas no tempo t .

O coeficiente de dispersão D é comumente decomposto em dois termos: o coeficiente de dispersão longitudinal D_L e o coeficiente de dispersão transversal D_T , que permitem definir a evolução do traçador respectivamente no sentido do escoamento e perpendicularmente a ele de acordo com o Número de Péclet do escoamento, conforme mostrado na Figura 4 (GUILLON, 2013).

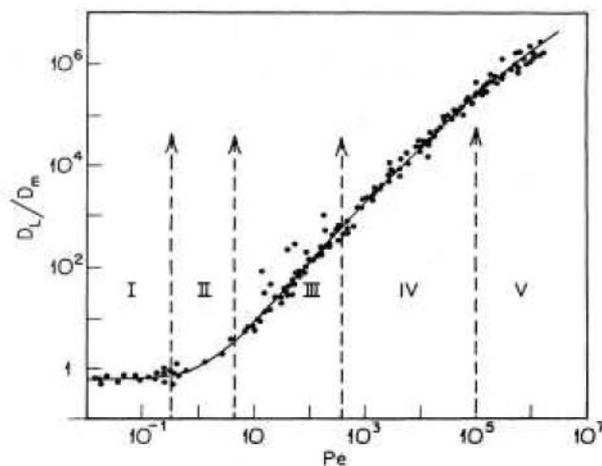


Figura 4 - Evolução de $D_L(Pe)$ do escoamento (SAHIMI, 1993)

▪ NÚMERO DE REYNOLDS

O Número de Reynolds (Re) permite diferenciar e caracterizar os regimes de escoamento: viscoso, laminar e turbulento. Este Número representa a razão entre as forças de inércia e as forças viscosas, podendo também se exprimir em função do transporte da quantidade de movimento. Em um escoamento fluido, o transporte de quantidade de movimento – logo, o deslocamento do fluido – da mesma maneira que o transporte da matéria, é submetido a dois mecanismos: advecção e difusão (ou seja, difusão molecular). O fluxo advectivo de quantidade de movimento é da ordem de ρv^2 sendo ρ a massa específica do fluido considerado e v uma velocidade característica de escoamento. O fluxo difusivo de quantidade de movimento é da ordem de $\frac{\mu v}{L}$ com μ sendo a viscosidade dinâmica do fluido e L a dimensão característica de escoamento. O Número de Reynolds é a razão entre estes dois fluxos: (GUILLON, 2013)

$$Re = \frac{\rho v L}{\mu} = \frac{v L}{\nu} \quad (17)$$

sendo ν a viscosidade cinemática do fluido.

O Número de Reynolds permite a divisão dos regimes de escoamento em dois diferentes blocos – laminar e turbulento - através de um quociente de forças entre as forças de inércia e as forças de viscosidade.

Para valores de $Re < 2100$, tem-se um regime laminar de escoamento, onde as linhas de escoamento não interferem entre si. Para valores de $Re > 4000$, tem-se um regime turbulento, caracterizado por um escoamento de maior velocidade e de maneira “descontrolada”, de forma que as linhas de fluxo interferem entre si. O hiato existente entre $2100 \leq Re \leq 4000$ é caracterizado como um regime de transição entre os regimes laminar e turbulento.

Como os meios porosos possuem, em sua maioria, uma baixa permeabilidade, os escoamentos nesses meios ocorrem em regime laminar (baixo Número de Reynolds).

▪ LEI DE KOZENY-CARMAN

Para que se possa chegar ao valor do diâmetro das partículas sólidas do solo, a fim de caracterizá-lo, é utilizada a Lei de Kozeny-Carman. A partir da Equação de Ergün, pode-se chegar à equação generalizada de Kozeny-Carman, apresentada abaixo:

$$k = \frac{d_p^2}{150} \frac{\Phi^3}{(1 - \Phi)^2} \quad (18)$$

onde d_p é o diâmetro do grão de areia, k é a permeabilidade e Φ é a porosidade.

Como sabe-se que o regime de transporte se situa na região II da Figura 4, pode-se adotar um valor de Pe igual a 1 e, com o valor de D_m obtido através da Figura 4, obtém-se a velocidade característica de escoamento do fluido no meio poroso, v , a partir da equação (14). Esse é o valor de velocidade do escoamento do fluido no meio poroso que permite manter imobilizada a fração do fluido não-molhante no interior da célula experimental.

4.4. DEFINIÇÃO E GENERALIDADES DA PRESSÃO CAPILAR E MOLHABILIDADE

Segundo Nono (2014), chama-se pressão capilar P_c a diferença de pressão existente entre dois pontos infinitesimalmente vizinhos situados de um lado e outro da interface de contato entre dois fluidos não-miscíveis. Consideremos um elemento de superfície curva (sob efeito das pressões na interface P_{ext} e P_{int}), sendo os raios de curvatura R_1 e R_2 (Figura 5) tomando duas direções ortogonais diferentes. Esse elemento gera, também, forças lineicas de tensão de superfície em suas extremidades laterais. Seja σ a tensão de superfície. Estando a interface em equilíbrio, a resultante das forças lineicas de tensão de superfície se anulam com a resultante das forças de pressão exercidas sobre a interface.

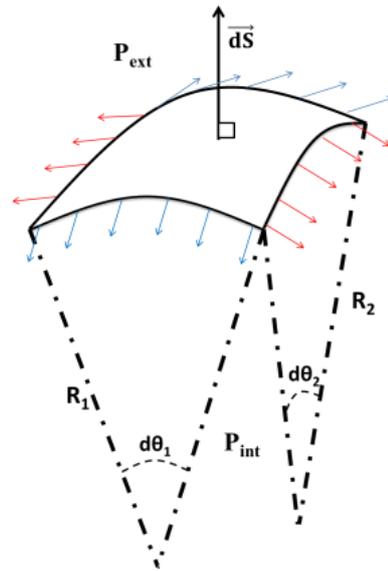


Figura 5 - Ilustração da pressão capilar entre dois fluidos não-miscíveis (NONO, 2014)

O equilíbrio da interface pode ser escrito como:

$$-\sigma \cdot d\theta_1 \cdot d\theta_2 \cdot R_1 - \sigma \cdot d\theta_2 \cdot d\theta_1 \cdot R_2 + (P_{int} - P_{ext}) \cdot d\theta_1 \cdot R_1 \cdot d\theta_2 \cdot R_2 = 0. \quad (19)$$

onde:

$$(P_{int} - P_{ext}) = \sigma \cdot \left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right). \quad (20)$$

Para uma interface esférica (com raio de curvatura R), obtém-se a equação de Laplace a seguir:

$$P_c = P_{int} - P_{ext} = \frac{2 \cdot \sigma}{R}. \quad (21)$$

Considerando duas fases não miscíveis (o – óleo e w – água) em contato com uma superfície sólida (s), o efeito de molhagem é caracterizado pelo ângulo de contato θ_c (Figura 6) formado pela interface entre as duas fases (o e w) com a superfície sólida. Nesse sistema, as diferentes tensões interfaciais e o ângulo de contato, em equilíbrio termodinâmico, estão ligadas pela equação de Young-Dupré:

$$\sigma_{ow} \cdot \cos\theta_c = \sigma_{os} - \sigma_{ws} \quad (22)$$

onde σ_{ow} , σ_{os} , e σ_{ws} designam respectivamente as tensões interfaciais para os sistemas o/w, o/s e w/s.

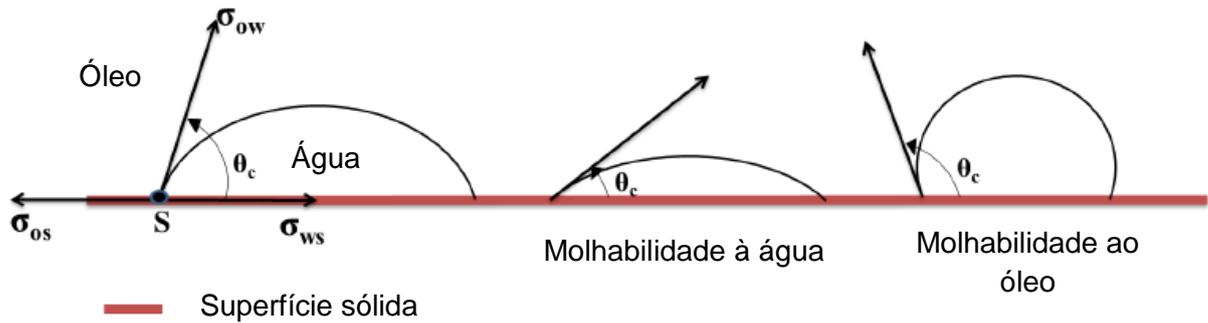


Figura 6 - Ilustração do fenômeno de molhabilidade (modificado de NONO (2014))

Para escoamentos difásicos, trata-se a fase não-molhante como aquela cuja interface com a superfície sólida tem um ângulo de contato superior a 90° e a fase molhante como aquela cujo ângulo de contato com a superfície sólida tem um ângulo de contato inferior a 90° .

4.5. DEFINIÇÃO DO APRISIONAMENTO DAS FASES

Durante o escoamento em meios porosos, é possível observar uma imobilização de uma fração das fases presentes. Essa imobilização pode ser definida como a saturação irreduzível ou como a saturação residual.

Saturação irreduzível (S_{wi}): Durante o escoamento da fase não molhante (nesse caso, o óleo), a fase molhante fica retida sob as forças de capilaridade. Na escala do poro, ela se encontra sob a forma de filmes d'água sobre a parede dos poros. Logo, a saturação irreduzível, no presente trabalho, é atribuída à saturação em água (salmoura) após um processo de drenagem.

Saturação residual (S_{or}): De acordo com Iglesias (2009), trata-se da saturação em óleo (fase não-molhante) que permanece nos poros após a passagem da fase molhante (nesse caso, a salmoura) depois de uma embebição forçada. Sendo não-molhante, essa fase fica aprisionada nos poros através dos mecanismos de aprisionamento. Portanto, a saturação residual está ligada à saturação em óleo após realizado um processo de embebição.

Além disso, pode-se definir a uma saturação inicial em óleo (S_{oi}). Essa saturação inicial é obtida após a realização de um procedimento de drenagem. Após o fluido não molhante (no caso do presente trabalho foi utilizado o óleo sintético ISOPAR-M da Esso) expulsar o fluido molhante durante o processo de drenagem, por conta dos mecanismos de aprisionamento nem todo o volume de poros é ocupado

pela nova fase injetada. Por conta desse fenômeno, é definida a saturação inicial em óleo.

Diversos estudos foram feitos para estabelecer uma relação entre as propriedades de porosidade e permeabilidade com a saturação residual, porém a infinidade de diferentes meios porosos existentes leva à necessidade de trabalhos focados em cada ambiente em particular.

4.5.1. Mecanismos de aprisionamento

Como dito, diversos estudos tentaram estabelecer relações entre propriedades petrofísicas (porosidade e permeabilidade) e a saturação residual. A maioria das experiências de escoamento efetuadas utilizaram o gás como fluido não-molhante. Com isso, não existem praticamente relações claras que ligam as permeabilidades às saturações residuais. Por outro lado, observa-se uma certa tendência com relação à porosidade.

Pentland (2011) reuniu diversos resultados experimentais que levaram a uma avaliação um pouco mais aprofundada da saturação residual obtida (depois de chegada a uma saturação irreduzível) em função da porosidade. Esses resultados estão mostrados na Figura 7.

Apesar da larga distribuição de valores de saturação residual, observa-se uma tendência que confirma que, quanto mais poroso é o meio, mais é possível se recuperar da fase não-molhante.

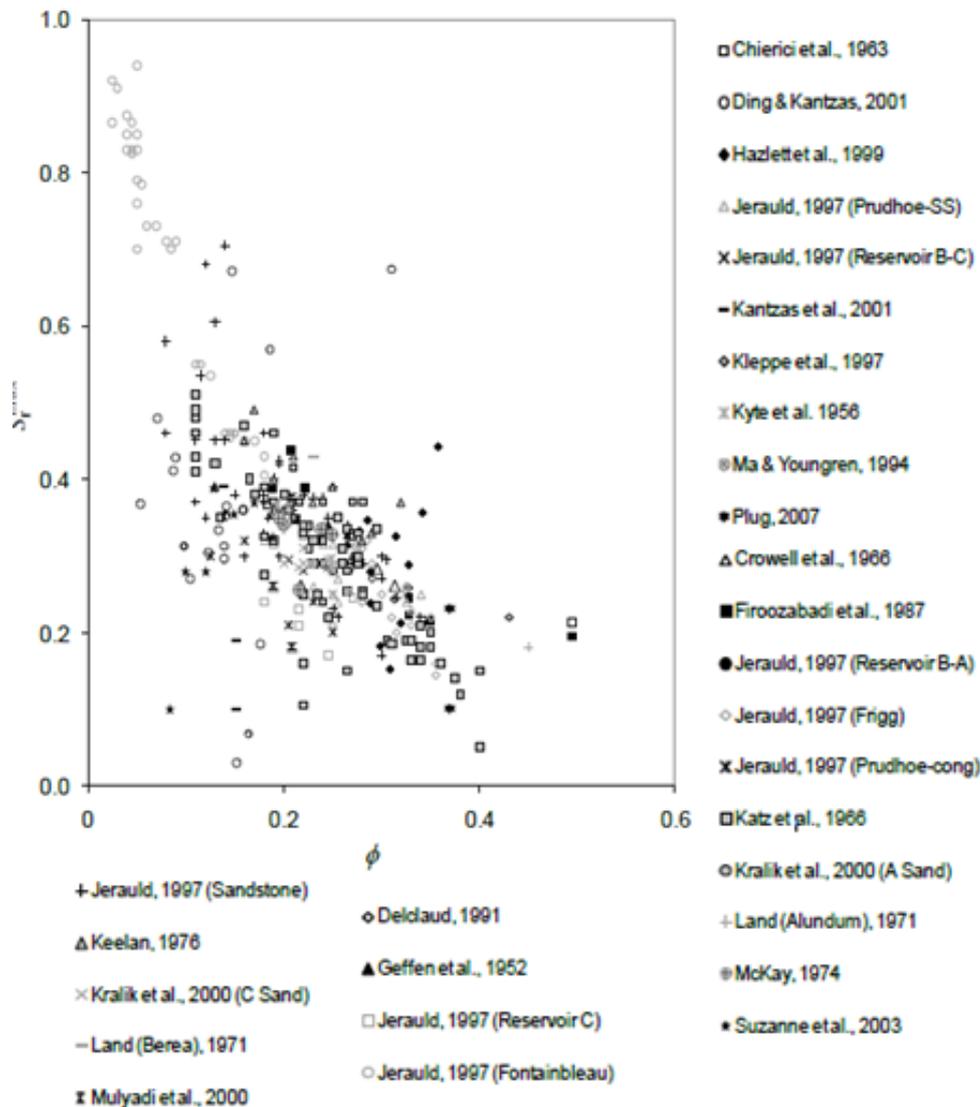


Figura 7 - Reunião de valores de S_{nmr} (saturação residual do fluido não molhante) em função da porosidade (PENTLAND, 2011)

Por outro lado, na escala do poro, o fenômeno de aprisionamento ocorre de maneira diferente. No presente estudo, discutir-se-á essencialmente o aprisionamento da fase não-molhante (óleo). Esse aprisionamento, na escala do poro, é ilustrado por dois tipos de mecanismos relativamente simples: o modelo de dublê e de snap-off.

▪ MECANISMO DE DUBLÊ

Esse modelo apresenta o escoamento da água na escala do poro, em dois caminhos cilíndricos paralelos e comunicados, inicialmente saturados em óleo (Figura 8). São admitidas duas hipóteses de escoamento:

- O escoamento dos fluidos em cada via segue uma Lei Geral de Poiseuille;
- A presença de interfaces não tem efeito sobre o escoamento.



Figura 8 - Representação do aprisionamento pelo mecanismo de dublê (MOORE & SLOBOD, 1956)

As hipóteses listadas são verificadas para um comprimento de dublê muito grande em relação ao raio do maior cilindro dentre os dois caminhos possíveis. Pode-se, então, exprimir a velocidade dos fluidos na porção referente a cada dublê. Escolhe-se um sistema difásico, onde a água desloca o óleo que ocupa inicialmente todo o volume do dublê (estágio 1, Figura 8). Para simplificação de cálculos, considera-se que as duas fases possuem uma mesma viscosidade (μ).

Nota-se como “1” o caminho mais estreito e “2” o caminho mais largo, e considerando um escoamento de Poiseuille nos dois cilindros paralelos do dublê, com comprimento total L e de respectivos raios R_1 e R_2 . Além disso, considera-se que a vazão total Q na entrada e na saída do dublê é conservada. Logo, tem-se que:

$$Q = Q_1 + Q_2 = \frac{\pi}{8 \cdot \mu \cdot L} \cdot (R_1^4 \cdot P_1 + R_2^4 \cdot \Delta P_2) \quad (23)$$

$$\Delta P_1 - P_{c1} = \Delta P_2 - P_{c2}. \quad (24)$$

Utilizando a relação que liga a velocidade à vazão ($Q = v \cdot S$) e as fórmulas estáticas de pressão capilar, obtém-se a razão a seguir:

$$\frac{v_2}{v_1} = \frac{4 \cdot N_{vc} + \left(\frac{1}{\beta} - 1\right)}{\frac{4 \cdot N_{vc}}{\beta^2} - \beta^2 \left(\frac{1}{\beta} - 1\right)} \quad (25)$$

No caso de um deslocamento lento, as forças viscosas são pequenas frente às forças capilares e, desse fato, uma simplificação apropriada da equação (25) mostra que a velocidade no caminho mais estreito “1” será mais elevada do que a velocidade no caminho mais largo, “2”. Tem-se, então, um aprisionamento da fase não-molhante nos poros mais largos. No caso contrário, (forças viscosas muito

maiores do que as forças capilares), o aprisionamento ocorre no cilindro de menor diâmetro.

▪ MECANISMO DE SNAP-OFF

Segundo Nono (2014), a maneira mais simples de explicar o mecanismo de snap-off é considerar a rede de poros com uma forma senoidal.

O gradiente de pressão capilar criado pela variação da geometria (diâmetro) entre o corpo do poro e a constrição gera um aumento da velocidade de circulação da fase molhante na constrição e, então, um incremento do colar d'água. A espessura do filme da fase molhante sendo linearmente ligada à velocidade, tem-se um aumento da espessura da fase molhante na constrição e, então, uma diminuição da espessura da fase não-molhante. Essa diminuição pode gerar, para um certo valor de velocidade, uma ruptura da fase não molhante e então um aprisionamento da parte não contínua, sob forma de gotas no centro do poro (Figura 9). Esse mecanismo só é aplicável em casos onde a razão entre a geometria dos poros é elevada (grande diferença entre o raio do poro e da constrição).

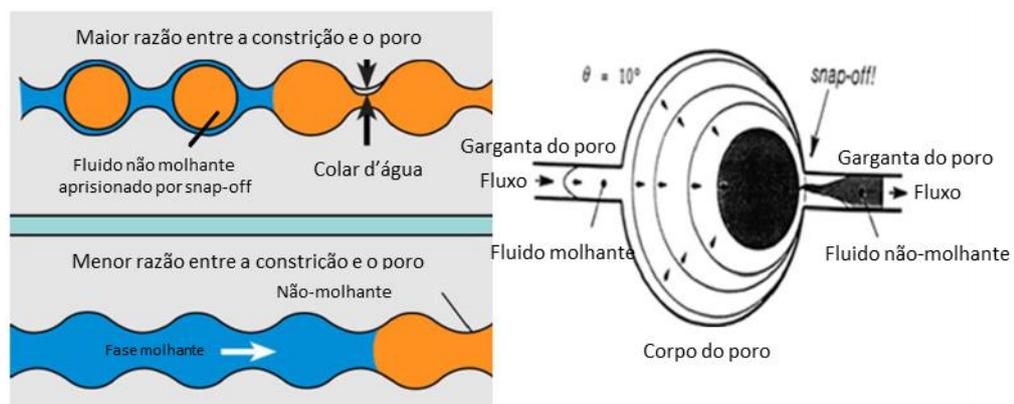


Figura 9 - Ilustração do mecanismo de snap-off (OH, 1979)

Chatzis *et al.* (1983) definiu que por volta de 80% do aprisionamento ocorre por *snap-off* e o restante por duplês ou combinações desses dois tipos de aprisionamento. Eles criaram uma classificação das diferentes combinações de aprisionamento possíveis na escala do poro, ilustrada na Figura 10, onde pode-se afirmar que, quanto mais tortuoso é o meio poroso, maior será o fenômeno de aprisionamento. Como o meio estudado é uma areia de granulometria quase homogênea, imagina-se que haverá um baixo aprisionamento da fase não-molhante.

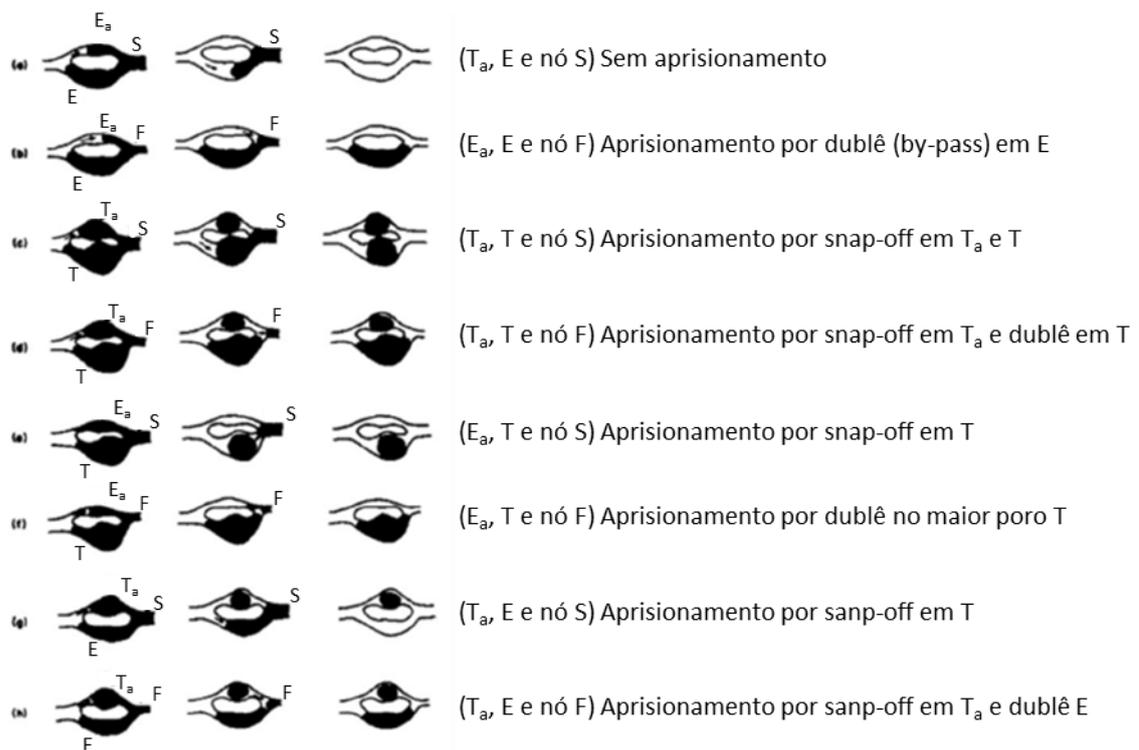


Figura 10 - Ilustração das diferentes combinações de aprisionamento (CHATZIS *et al.* 1983)

Pentland (2011) apresenta em sua tese um gráfico que busca relacionar exatamente o mesmo objetivo da Fase 2 do presente trabalho: a influência do valor da saturação inicial (S_{oi}) sobre a saturação residual em óleo (S_{or}), sendo S_{oi} a saturação obtida após um processo de drenagem. Os dados reunidos por ele advêm de estudos de outros pesquisadores. Além disso, é difícil realizar comparações diretas entre o estudo de cada pesquisador e seus resultados devido ao fato que cada meio poroso apresenta características porais próprias (porosidade, permeabilidade, granulometria, permeabilidade relativa), sem mencionar as características dos fluidos utilizados em si, como o ângulo de contato entre as fases e ainda o procedimento experimental utilizado.

Os resultados de Pentland (2011) são mostrados na Figura 11:

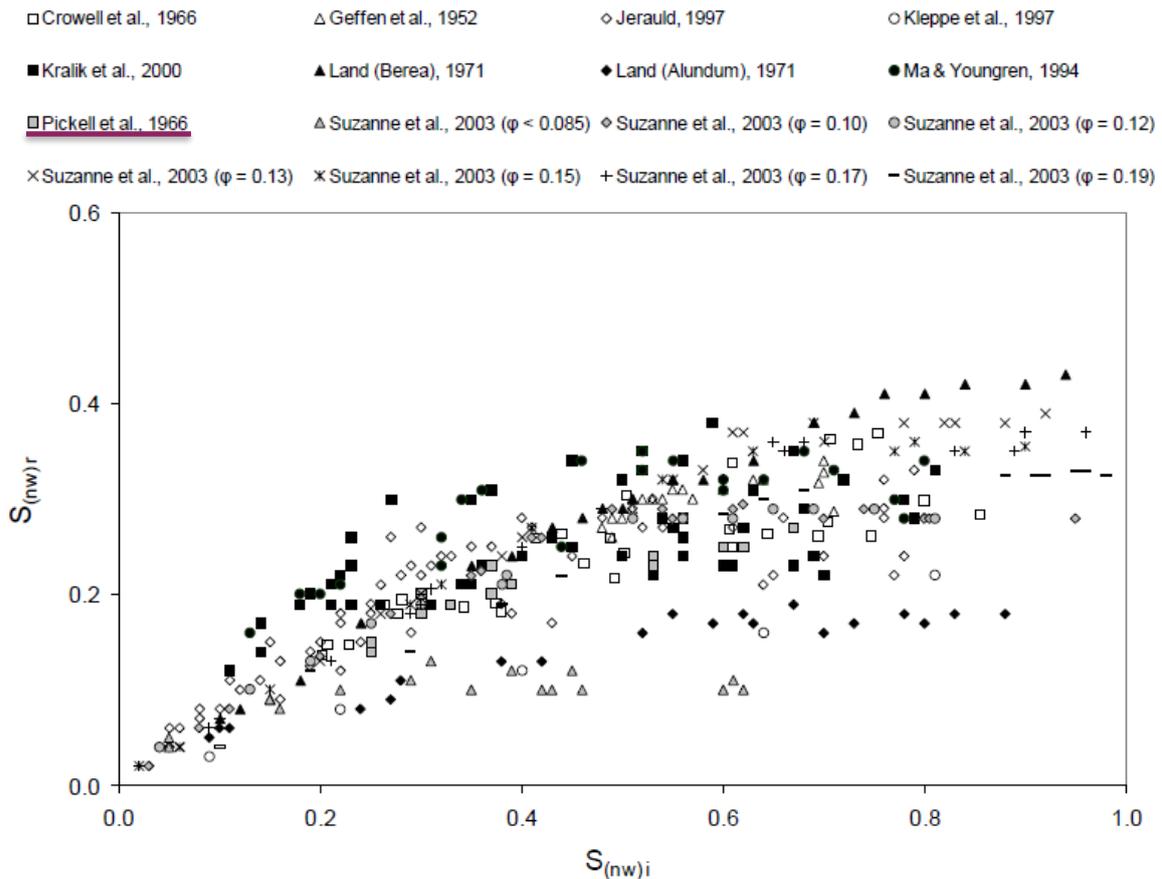


Figura 11 - Base de dados de $S_{oi} = f(S_{or})$ (PENTLAND, 2011)

Pode-se notar que cada série corresponde a um estudo em particular. O estudo que mais se assemelha ao presente estudo é aquele feito por Pickell *et al.* (1966), uma vez que se trata do único estudo, dentre os presentes na base de dados acima, que utiliza um sistema água/óleo.

4.6. HISTERESE DAS PROPRIEDADES DE ESCOAMENTO

Segundo Pentland (2011), pode-se definir a histerese de um sistema a partir das curvas de saturação. Cada ciclo de drenagem-embebição fornece uma saturação residual e uma saturação inicial do soluto injetado. Se o sistema é submetido a diversos ciclos de drenagem-embebição, os dados de saturação inicial-residual podem ser marcados. À curva que une esses pontos dá-se o nome de curva de aprisionamento capilar. Um exemplo dessa curva é mostrado na Figura 12.

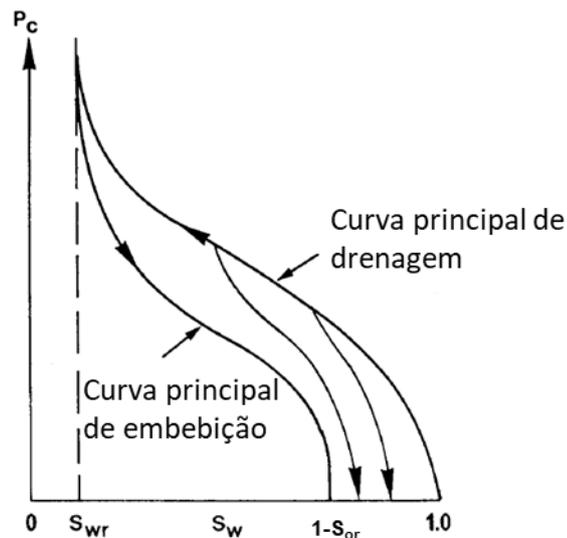


Figura 12 - Histerese das curvas de pressão capilar (DASSARGUES, 1997)

A histerese de uma grandeza se traduz pelo fato de seu valor depender de seu histórico. Por exemplo, as permeabilidades relativas e as pressões capilares podem, para um mesmo valor de saturação, tomarem diferentes valores dependendo do seu histórico (embebição ou drenagem).

A histerese também está presente no fenômeno da pressão capilar. Partindo de uma pressão capilar nula e realizando um processo de drenagem seguido de uma embebição espontânea, por causa do fenômeno de histerese, não se pode chegar ao mesmo valor de saturação inicial em água. Ainda, se é realizada a embebição forçada, não se pode mais chegar a 100%, mas sim a um valor próximo. Essa situação mostra claramente o fenômeno da histerese na pressão capilar.

O fato das curvas de P_c (S_w) de quase todos os meios porosos possuírem particularidades comuns levou a estudos para criar uma equação geral que possa descrever qualquer curva. Leverett realizou uma análise dimensional para tentativa de resolução dessa situação. A princípio, ele tentou traçar todos os dados de pressão capilar em uma só curva. Por outro lado, não existe uma curva universal de pressão capilar, pois a litologia do meio influencia muito sua pressão capilar. Levando em conta o fato que a pressão capilar deveria depender da porosidade, tensão interfacial e raio do poro, Leverett definiu a seguinte equação, chamada de Função J:

$$P_c = \sigma \cdot J(S_w) \cdot \sqrt{\frac{\phi}{\kappa}} \quad (276)$$

onde σ é a tensão interfacial, e P_c a pressão capilar.

De acordo com Gimaldinova *et al.* (2011), a pressão capilar é um indicador da distribuição do tamanho dos poros no leito de um reservatório. Dessa forma, é possível expressar a pressão capilar como a diferença de pressão ao longo da interface de dois fluidos imiscíveis como uma função do raio do poro. Tem-se então:

$$P_c = \frac{2 * \sigma * \cos \theta}{R} \quad (287)$$

Onde R é o raio do poro e θ o ângulo de contato na interface entre os fluidos.

Além disso, pode-se expressar o raio do poro como:

$$R = \sqrt{\frac{8 * k}{\Phi}} \quad (298)$$

Aplicando-se esse resultado em (26) e admitindo $\theta = 180^\circ$, chega-se a:

$$P_c = \frac{2}{\sqrt{8}} \sigma \sqrt{\frac{\Phi}{\kappa}} \quad (29)$$

Percebe-se uma relação próxima com a função de J-Leverett. Na realidade, é a mesma função, tomando o valor de $J(S_w) = \frac{2}{\sqrt{8}}$.

4.7. RELAÇÕES PARA OBTENÇÃO DE CURVAS APROXIMADAS

As relações de Land (1971), Ma & Youngren (1994) e Jerauld (1997) permitem traçar uma curva mais próxima das encontradas no estudo de Pentland (2011). Essas relações buscam encontrar uma tendência dos pontos experimentais encontrados a fim de expressá-los em forma de uma curva de tendência. O procedimento para a obtenção de cada uma das curvas é descrito abaixo.

▪ **RELAÇÃO DE LAND (1971)**

A fim de prever um comportamento da saturação do fluido não molhante aprisionado em função da saturação inicial neste fluido, Land propôs uma relação entre a saturação residual em gás com a saturação inicial em gás (PENTLAND, 2011).

Com isso, chegou-se à seguinte expressão:

$$S_{gr}^* = \frac{S_{gi}^*}{1 + C * S_{gi}^*}, \quad (30)$$

onde S_{gi} representa a saturação inicial em gás (fluido não-molhante), S_{gr} representa a saturação residual em gás e C uma constante que depende do meio poroso, dada por:

$$C = \frac{1}{S_{gr}^{*máx}} - 1 \quad (301)$$

Nesse caso foi tomado $C = 5,9$.

▪ **RELAÇÃO DE MA & YOUNGREN (1994)**

A relação proposta por Ma & Youngren (1994) é inspirada naquela proposta por Land (1971). O estudo foi baseado em um experimento num meio difásico óleo/gás de um banco de dados do *Kuparuk River Unit*, no Alasca. Eles observaram que, para o sistema em estudo por eles, era necessária a inserção de dois parâmetros, a e b , a fim de corrigir a relação proposta por Land.

Para a Relação de Ma & Youngren (1994), tem-se que:

$$S_{gr}^* = \frac{S_{gi}^*}{1 + a * (S_{gi}^*)^b}, \quad (312)$$

onde a e b permitem realizar um melhor ajuste à Relação de Land (onde $b = 1$ e $a = C$).

▪ **RELAÇÃO DE JERAULD (1997)**

Jerauld propôs uma extensão da Relação de Land introduzindo uma adaptação de “zero degrau” a fim de adaptar o uso da Relação para o gás aprisionado do meio óleo/gás do campo de petróleo de *Prudhoe Bay*, no Alasca (PENTLAND, 2011).

A Relação de Jerauld (1997) possui a seguinte forma:

$$S_{gr}^* = \frac{S_{gi}^*}{1 + \left(\frac{1}{S_{gr,máx}^*} - 1 \right) * (S_{gi}^*)^{\frac{1}{1-S_{gr,máx}^*}}} \quad (323)$$

5. METODOLOGIA

5.1. APRESENTAÇÃO DO ESTUDO DE CASO

Durante a Segunda Guerra Mundial, numa fase em que os nazistas conquistavam o oeste do atual território francês, uma planta industrial situada na cidade de Collonges-au-Mont-d'Or, na região metropolitana de Lyon, explorada como depósito de combustíveis derivados do petróleo ia ser tomada pelos nazistas. Para evitar que as tropas de Adolf Hitler se apossassem das grandes reservas de combustível, os responsáveis pela planta decidiram por derramar todos os 26.000 m³ da reserva no solo, poluindo uma área de aproximadamente 7 hectares (Figura 13).

A técnica de guerra funcionou e as tropas das potências do Eixo não puderam usufruir desta grande quantidade de combustível. Porém, o passivo ambiental deixado para as próximas gerações foi enorme. Esse combustível infiltrou no solo, atingindo a zona não saturada e o lençol freático, gerando uma poluição de grandes proporções nas águas subterrâneas da região.



Figura 13 - Cenário do derramamento dos combustíveis em Collonges-au-Mont-d'Or

Após a infiltração ter ocorrido, as empresas que por ali atuavam voltaram a operar até o ano de 2007. Em 11 de fevereiro de 2013, a prefeitura da cidade de Collonges-au-Mont-d'Or decidiu tomar uma providência e tentar remediar o ocorrido. Para tal, foi solicitado que a ADEME (Agência do Meio Ambiente e Gestão da Energia) realizasse um projeto de despoluição para a localidade.

A abordagem do problema foi dividida em dois grupos: objetivos da intervenção no local do derramamento e nos arredores (Figura 14). Nos arredores do local do derramamento do combustível, a ADEME buscou se certificar da compatibilidade do meio ambiente local (água, ar) para as utilizações atuais (moradias, indústrias, consumo de água e irrigação).

No local em si onde houve o derramamento, o principal objetivo era de tornar este ambiente compatível do ponto de vista sanitário para utilizações futuras, fossem elas industriais ou de exploração artesiana.



Figura 14 - Panorama geral do local do estudo de caso

O contexto deste trabalho é estudar o comportamento da saturação em óleo no solo desta região. Para tal, foram realizados experimentos em laboratórios a fim de simular a zona de transição do lençol freático, a fim de tentar reproduzir um ambiente com as mesmas características para encontrar uma relação entre a saturação inicial em óleo sobre sua saturação residual após realizado um procedimento de embebição.

Este é um fenômeno que ocorreu diversas vezes ao longo de todos os anos em que o combustível derramado variou seu nível de acordo com a variação sazonal do nível piezométrico do lençol freático local.

Para obtenção dos resultados esperados, simulou-se a zona de variação de nível do lençol freático através da utilização de células contendo areia de uma granulometria conhecida. Com esta célula, em formato de cilindro feito de plástico de alta densidade, buscou-se simular um meio poroso com as mesmas características daquelas do solo do local em estudo. Numerosos experimentos foram realizados com esses cilindros para determinar as características do meio poroso e confirmar a sua validade como simulação do local em estudo.

5.2. PROCEDIMENTO EXPERIMENTAL

Para a primeira fase de experiências, realizaram-se embebições e drenagens utilizando-se o óleo ISOPAR-M seguindo um processo cíclico com o intuito de quantificar a influência dos ciclos naturais de drenagem e embebição realizados pelo lençol freático sobre a saturação residual em óleo e sobre a saturação irreduzível em água. O objetivo desse procedimento é determinar a influência da histerese sobre as saturações limite.

Já para a segunda fase, realizou-se a co-injeção de salmoura e óleo (ISOPAR-M) no meio poroso artificial para atingir os valores de saturação inicial em óleo (S_{oi}) desejados. Em seguida, foi feita uma embebição para obtenção do valor de saturação residual em óleo (S_{or}) e também com o objetivo de se encontrar relação deste último com o valor de S_{oi} obtido anteriormente. O objetivo é obter diferentes valores de S_{or} em função de S_{oi} para traçar uma curva $S_{oi} = f(S_{or})$.

A fim de caracterizar o meio poroso para validar suas características com o solo do local em estudo, realizaram-se algumas experiências. Uma delas foi a medida da porosidade do solo utilizado em laboratório. Para tal, foram utilizados os métodos de atenuação de um raio gama, de diferença de massa e de dispersão monofásica.

Após realizadas os processos de drenagem e embebição em salmoura de diferentes concentrações, é medida a saturação do meio poroso em água e óleo (ISOPAR-M), a fim de se obter os valores de saturação residual, saturação inicial e saturação irreduzível. Esses valores são obtidos através dos métodos de atenuação de um raio gama, por peso e por dispersão difásica.

Com os valores de saturação em água e óleo (ISOPAR-M) obtidos, traçam-se os gráficos em relação à pressão capilar para a primeira fase do projeto e traçam-se

os gráficos de saturação residual em função da saturação inicial do meio poroso para a segunda fase do projeto.

5.3. DISPOSITIVO EXPERIMENTAL

O dispositivo experimental utilizado durante as experiências consiste de um tubo cilíndrico em plástico de alta densidade e tampões em cada extremidade (Figura 15).

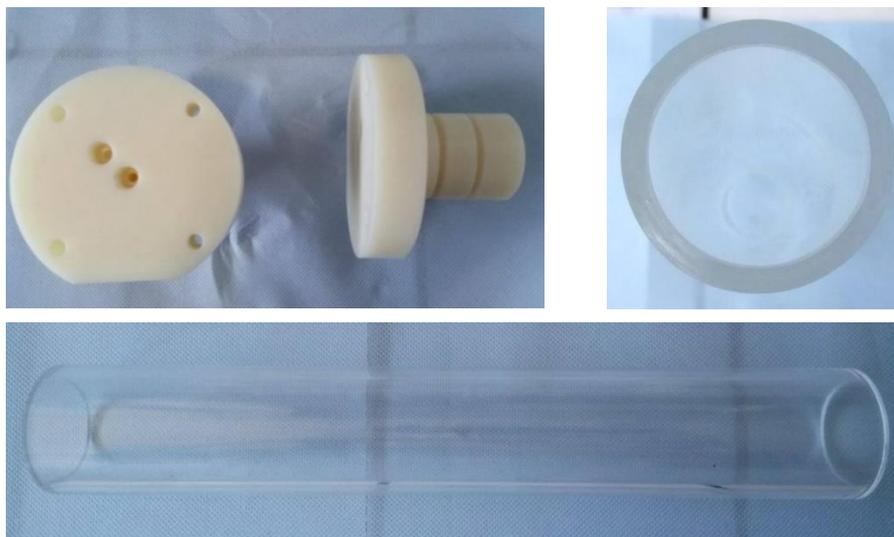


Figura 15 - Tampões e tubos utilizados nas experiências

Os tampões possuem reentrâncias onde são colocados anéis de borracha, que garantem a estanqueidade da célula experimental e servem para prender o filtro posicionado na parte interna dos tampões na amostra. Os tampões possuem dois orifícios cada: o orifício central para realizar a injeção de fluidos na amostra e um outro que é utilizado para medição de pressão nas extremidades da célula. Essas duas entradas possuem rosca NPT para que se possa ligar as conexões hidráulicas à célula.

A parte plana na base dos tampões serve para manter a célula experimental em equilíbrio estável ao realizar as experiências, sobretudo a medição da diferença de pressão entre entrada e saída, que não pode ter efeitos da pressão atmosférica.

O tubo em plástico possui 4 cm de diâmetro interno e 30 cm de comprimento para as células utilizadas na primeira fase de experiências e 20 cm para as células utilizadas na segunda fase de experiências. Essa diferença se dá, pois na segunda

fase os experimentos são mais lentos, e se não houvesse uma diminuição no comprimento das células, eles poderiam levar semanas para serem realizados, o que inviabilizaria sua execução.

O solo utilizado para simular o meio poroso do local em estudo é a areia BR37 da empresa SIBELCO. Este pode ser classificado como uma areia fina, de granulometria uniforme (pela ABNT NBR 7211/2005), como pode ser observado na curva granulométrica e na tabela de peneiramento fornecidos pela SIBELCO (Figura 16).

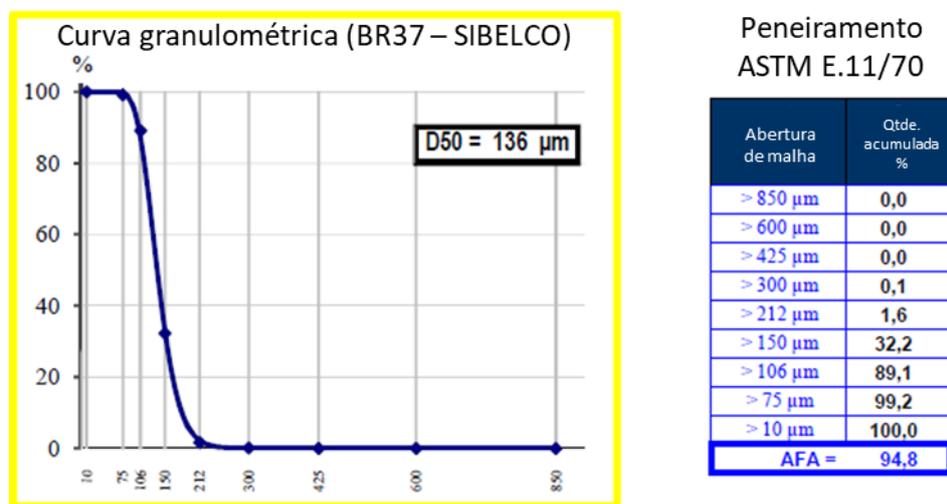


Figura 16 - Curva granulométrica e tabela de peneiramento da areia BR37 da SIBELCO

Os dispositivos experimentais a serem utilizados são mostrados, de maneira esquemática, na Figura 17, sendo separados em aqueles utilizados na primeira fase e aqueles na segunda. Para a segunda fase, como foi realizada uma co-injeção, foram necessárias duas bombas injetoras.

A fim de simular o comportamento da variedade de combustíveis derramados no local em estudo, buscou-se trabalhar com um óleo sintético representativo. Para tal, ele deveria possuir uma viscosidade de aproximadamente 2 cP e 0,8 de densidade relativa. O óleo escolhido foi o ISOPAR-M da Esso, que possui 2,03 cP de viscosidade e 0,791 de densidade relativa.

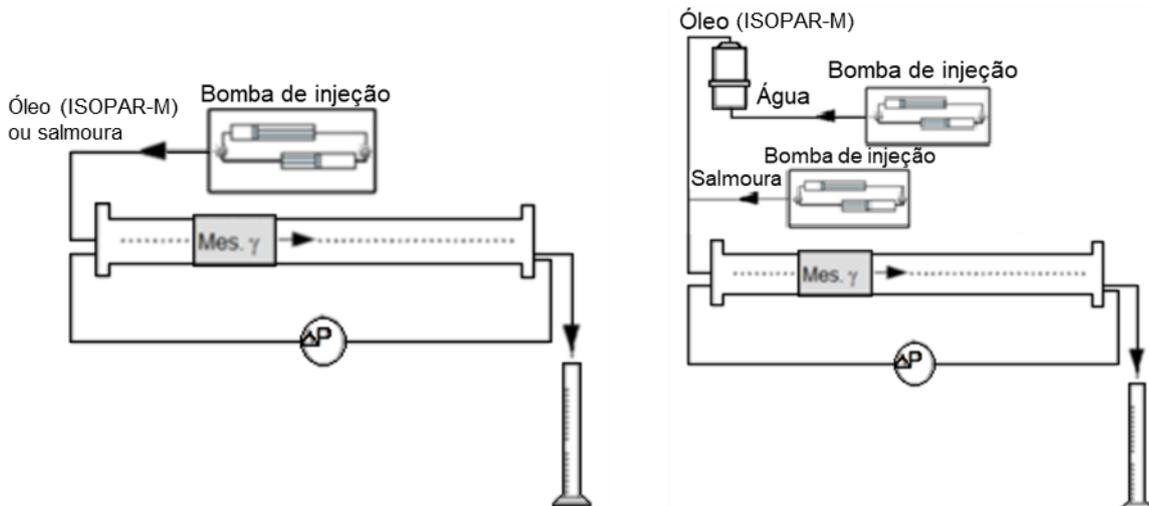


Figura 17 - À direita, o dispositivo experimental da fase 1 e à esquerda o dispositivo experimental da fase 2

5.4. EXPERIMENTOS PARA MEDIÇÃO DE POROSIDADE, PERMEABILIDADE E SATURAÇÃO

A porosidade de um meio poroso pode ser medida por diferentes maneiras: por meio de sua massa, por atenuação de um raio gama e por dispersão monofásica.

A) POR PESO

Para medição do valor de porosidade do meio poroso através de sua massa, utiliza-se a seguinte expressão:

$$\phi = \frac{(m_{saturada} - m_{seca}) - \rho_w \cdot V_{morto}}{\rho_w \cdot V_{amostra}} \quad (34)$$

onde $m_{saturada}$ é a massa da amostra saturada, m_{seca} é a massa da amostra seca, ρ_w é a massa específica da fase molhante, V_{morto} é o volume morto da amostra e $V_{amostra}$ é o volume total do meio poroso contido na célula cilíndrica.

Logo, para utilizar esse método de medição, é necessário pesar a amostra antes e após a sua saturação, além de ser necessário conhecer o volume total da célula, a massa específica da salmoura, que é medida após a dispersão monofásica, além de se estimar o volume morto da célula que, neste trabalho, foi considerado nulo.

O volume morto é aquele que não corresponde, na realidade ao volume de poros. Esse volume está localizado, por exemplo, entre os tampões e o cilindro de plástico e entre o tampão e o solo. Como a estimativa desse volume é de difícil realização, esse acaba sendo um método de medição de porosidade menos preciso.

Dessa forma, o utilizamos sobretudo como um valor de suporte da medida de porosidade, e não como uma medida efetiva.

B) ATENUAÇÃO DE UM RAIOS GAMA

O dispositivo de medição por atenuação de um raio gama consiste em uma fonte radioativa – no nosso trabalho, o Amerício 241 – que emite fótons que são captados por um receptor após atravessar a amostra. O número de fótons que chegam ao receptor varia segundo o material no interior da célula experimental. Por exemplo: quando o meio poroso é constituído apenas de solo e ar, o número de fótons que chegam ao receptor é maior do que quando o meio poroso está saturado com algum fluido, uma vez que este atenua a passagem dos fótons.

A imagem a seguir (Figura 18) mostra o dispositivo de atenuação de raios gama utilizado nas experiências deste trabalho:

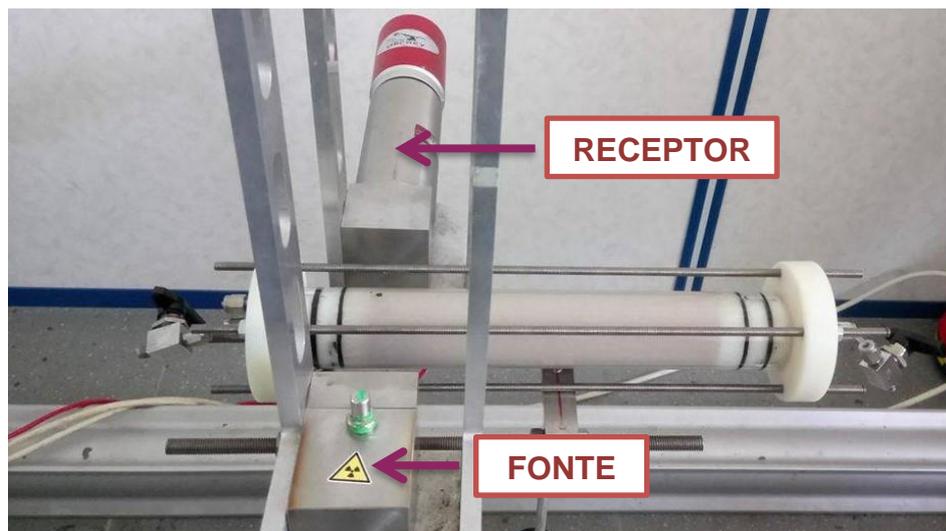


Figura 18 - Dispositivo de medição por atenuação de raios gama

Para medição da porosidade pelo método de atenuação gama, primeiramente é necessário submeter a amostra seca aos raios gama e medir a quantidade de fótons que atravessam o meio poroso, N_1 . Então, satura-se a amostra – no caso presente, com salmoura contendo KI (iodeto de potássio, que representa o traçador utilizado nos experimentos deste trabalho para as medições de dispersão) com concentrações de 20 g/l e 40 g/l – e esta é submetida novamente ao dispositivo de atenuação de raios gama para medir a quantidade de fótons que chegam ao receptor atravessando a amostra saturada, N_2 . O motivo de se saturar a amostra com salmoura e não água destilada é aumentar o contraste da atenuação dos raios gama entre o óleo e a água,

além de permitir uma medida de porosidade por dispersão monofásica. Tem-se que N_1 e N_2 são definidos através das seguintes expressões:

$$N_1 = N_0 e^{-\psi_s x_s} \quad (35)$$

$$N_2 = N_0 e^{-\psi_s x_s - \psi_w x_w} \quad (36)$$

onde ψ_s é o coeficiente de absorção do meio e x_s o comprimento característico percorrido pelo feixe de raios gama.

Para obtenção dos valores de ψ_w , realizou-se medidas de coeficientes de absorção de diferentes fluidos, com o auxílio de uma célula padrão, como mostrado na Figura 19.

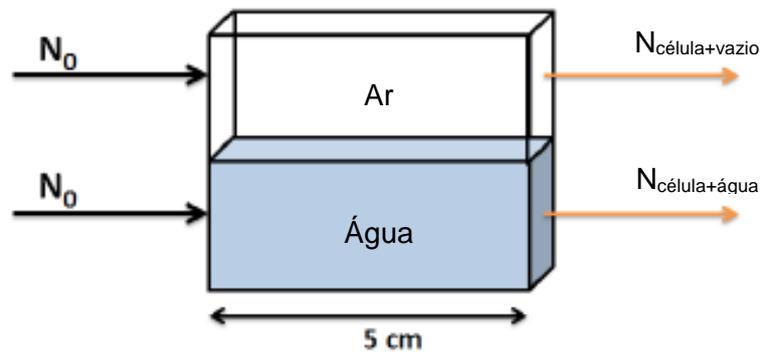


Figura 19 - Célula padrão de medida de coeficiente de absorção (modificada de Nono, 2014)

A célula mostrada acima é submetida ao dispositivo de atenuação de raios gama para obtenção de diferentes valores de N – um valor representa o ar, e o outro o fluido a ser medido. O coeficiente de absorção do fluido é diretamente determinado pela equação abaixo:

$$\psi_w = \frac{1}{5} \cdot \ln \left(\frac{N_{célula+vazio}}{N_{célula+água}} \right) \quad (37)$$

A porosidade é calculada realizando a razão entre as equações (35) e (36) e considerando $x_w = \Phi \cdot L$:

$$\Phi = \frac{\ln\left(\frac{N_{célula+vazio}}{N_{célula+água}}\right)}{\psi_w \cdot D} \quad (38)$$

onde $N_{célula+vazio}$ é o número de fótons que chegam à fonte após atravessar a amostra seca, $N_{célula+água}$ o número de fótons para a amostra saturada, ψ_w é o coeficiente de atenuação do líquido do qual a amostra está saturada e D é o diâmetro interno da amostra.

C) DISPERSÃO MONOFÁSICA

A medição da dispersão difásica é realizada através da utilização de traçadores. No presente trabalho, o traçador utilizado foi o iodeto de potássio (KI) a concentrações de 20 g/l e 40 g/l em água destilada.

Durante o primeiro processo de saturação da célula, utiliza-se o KI com concentração de 20 g/l. Após realizadas as medidas de porosidade por meio do peso e por atenuação de raios gama, injeta-se KI com concentração de 40 g/l enquanto se mede a densidade do fluido na saída da amostra.

Com os dados de densidade coletados, é possível traçar uma curva de variação da concentração em KI durante a injeção da solução. Esses valores de concentração permitirão traçar uma curva como a mostrada na Figura 3. Pela teoria, a injeção de exatamente 1 volume de poros de solução é verificada quando se atinge $0,5 C/C_0$, onde C é a concentração da nova solução e C_0 a concentração da solução que está sendo substituída.

Portanto, o valor referente a 1 volume de poros nos permite calcular a porosidade através da equação (3).

▪ MEDIDAS DE PERMEABILIDADE

Como visto, para se medir a permeabilidade, é necessário conhecer o valor da diferença de pressão para uma dada vazão. Por isso, a técnica utilizada é variar a vazão de um fluido injetado medindo a perda de carga hidráulica no interior da amostra. Aplicam-se esses valores na equação (10) para se obter o valor de permeabilidade.

A fórmula utilizada para calcular a permeabilidade a óleo provém da Lei de Darcy generalizada, assim como a fórmula para a permeabilidade à água:

$$k_w = \frac{Q \cdot \mu_w \cdot L}{A \cdot \Delta P} \quad (39)$$

O mesmo procedimento experimental é utilizado para medir a permeabilidade ao óleo do meio poroso em estudo.

▪ **MEDIDAS DE SATURAÇÃO**

Tem-se três diferentes maneiras de medir a saturação em meios polifásicos: atenuação de raios gama, por volume de fluido recuperado na saída da célula experimental e por dispersão difásica.

A) ATENUAÇÃO GAMA

Para medir a saturação através do dispositivo de medida por atenuação gama, segue-se um procedimento similar àquele para a medida de porosidade. Porém, nesse caso, a equação utilizada após medir o número de fótons que são captados pelo receptor da fonte radioativa é:

$$S_o = \frac{\ln\left(\frac{N_2}{N_3}\right)}{D \cdot \Phi \cdot (\psi_o - \psi_w)} \quad (40)$$

onde N_3 representa o número de fótons recebidos pela fonte para a amostra saturada com óleo e ψ_o é o coeficiente de atenuação gama do óleo. ψ_o é obtido através do ensaio da célula padrão da mesma maneira que é obtido ψ_w .

B) DISPERSÃO DIFÁSICA

Quando se realiza uma dispersão difásica em um meio poroso, deve-se calcular a vazão ideal para que a fase que está aprisionada nos poros não seja expulsa. Essa fase é aquela que determina o valor de saturação residual, através da quantificação do fluido aprisionado no meio poroso, impedido de ser expulso por métodos não forçados. Para a realização desse cálculo da vazão, utiliza-se uma razão entre o Número de Pécelet, o diâmetro dos grãos de areia, calculado com o auxílio da Lei de Kozeny-Carman e o coeficiente de difusão. A relação é então:

$$Q = \frac{P_e \cdot D_m \cdot A \cdot \Phi}{d_p} \quad (41)$$

onde P_e é o Número de Péclet, D_m é o coeficiente de difusão, d_p é o diâmetro dos grãos, A é a área da seção transversal da célula experimental et Φ a porosidade.

Com auxílio da curva de dispersão difásica, pode-se calcular a saturação em óleo do meio poroso, ao se sobrepor a curva de dispersão monofásica com a curva de dispersão difásica e fazendo a diferença entre as duas curvas a $C/Co=0,5$.

A dispersão difásica fornece o valor de Sor uma vez que a fase não-molhante – nesse caso, o óleo – se comporta como a fase sólida. Dessa maneira, utilizando os conceitos apresentados para a dispersão monofásica, chega-se, também, a um valor de volume para a dispersão difásica. Quando da dispersão monofásica, esse valor representava exatamente o volume de poros do meio poroso. No caso da dispersão difásica, esse valor representa o volume de poros levando em conta a fase não-molhante como fase sólida. Se fizermos a diferença entre o valor de volume pela dispersão difásica e o volume pela dispersão monofásica, obteremos o valor de Sor, que representa o valor do volume de óleo aprisionado nos poros.

É apresentada na Figura 20 uma sobreposição das curvas de dispersão monofásica e difásica que evidenciam a diferença explicitada acima, ou seja, o valor referente ao Sor.

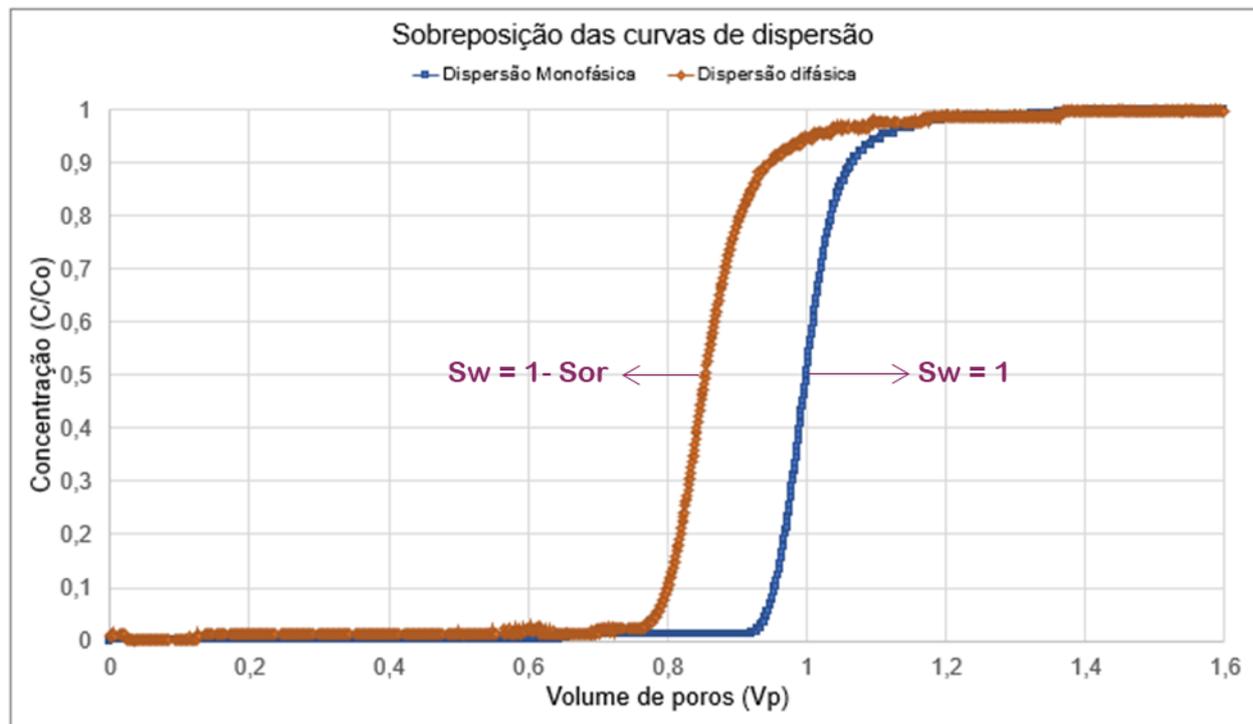


Figura 20 - Sobreposição das curvas de dispersão monofásica e difásica

5.5. FASE 1

Na Tabela 1, são apresentados os procedimentos experimentais para a primeira fase do projeto, que consiste em estudar a histerese do meio poroso em relação aos ciclos de drenagem e embebição aos quais a amostra foi submetida.

Tabela 1 - Procedimento experimental da Fase 1

MONTAGEM DA CÉLULA EXPERIMENTAL: Primeiramente, é necessário que a areia esteja o mais seca possível. Para garantir tal baixo grau de umidade, coloca-se essa areia na estufa para sua secagem total. Em seguida, são colocados os filtros em cada extremidade da célula, prendendo-os nos anéis de borracha. Então, introduzimos um tampão em uma das extremidades da célula. Para isso, aplica-se um pouco de graxa para que a introdução do tampão seja delicada e não danifique os anéis de borracha, afinal estes garantem a estanqueidade da amostra. Nesse momento, tem-se uma montagem como a mostrada na Figura 21. Em seguida, despeja-se a amostra de solo no interior da célula experimental, realizando uma compactação dessa areia com o auxílio de uma mesa vibratória para que esta chegue em um grau de compactação próximo ao do local em estudo. O despejo de amostra de solo é finalizado quando se chega ao nível até onde o tampão da outra extremidade estará posicionado. Então, realizamos para esse tampão o mesmo procedimento utilizado para o tampão da outra extremidade. Além disso, são conectadas as conexões hidráulicas na extremidade de cada tampão. A célula finalizada e pronta para início dos experimentos é mostrada na Figura 22.



Figura 21 - Exemplo de célula com apenas um tampão, os anéis de borracha e o filtro

Figura 22 – Amostra pronta para ser submetida ao CO₂

SATURAÇÃO EM CO₂: Esse procedimento é de vital importância, uma vez que o CO₂ possui a capacidade de se dissolver mais facilmente que o ar quando em uma solução aquosa. Com isso, realiza-se esse procedimento para evitar a formação de bolhas de ar no interior da amostra no momento da embebição e garantir que a saturação em água (no caso, salmoura) será máxima. Para tal procedimento, é utilizado um cilindro de CO₂ e um medidor de vazão. Conecta-se a saída do medidor de vazão na entrada da amostra (extremidade inferior), fazendo com que a saturação em CO₂ ocorra na vertical, de baixo para cima, como mostrado na Figura 23. Após a saturação total da amostra em CO₂, pesa-se a célula experimental e esta é submetida ao dispositivo de atenuação de raios gama para tomada dos valores de N₁. Esses procedimentos são necessários para o posterior cálculo de porosidade e saturação.

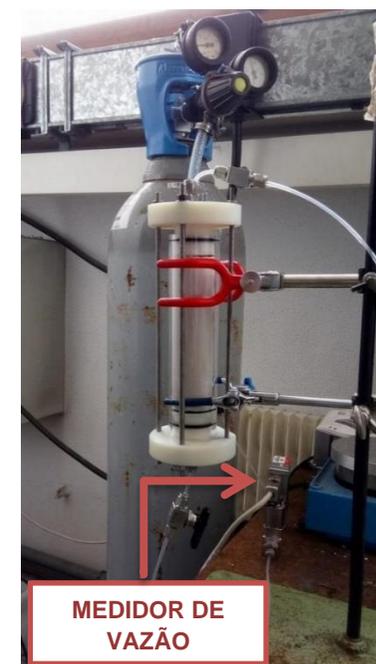


Figura 23 – Injeção de CO₂ na amostra

SATURAÇÃO EM SALMOURA: Prepara-se uma solução de KI a 20 g/l de concentração em água destilada. Além disso, é utilizado um agitador magnético que é posto no interior do béquer para auxílio na dissolução do KI na água. Em seguida, submete-se o béquer a uma bomba à vácuo para retirada do ar dissolvido na água enquanto o béquer está sobre um aparelho que faz girar o agitador magnético. Em seguida, pode-se passar à etapa de saturação da amostra (Figura 24). Para saturação da amostra, utiliza-se uma bomba de pistões com possibilidade de variação de vazão desde 1 ml/h até 500 ml/h. Para garantir a saturação total da amostra, utiliza-se uma vazão baixa, da ordem de 40 ml/h. Em seguida, realiza-se um experimento para medição da permeabilidade da amostra de acordo com o mostrado na Figura 25. Para isso, conecta-se um captor de pressão à célula experimental enquanto se injeta a salmoura a 20 g/l de concentração em KI. Aumenta-se a vazão desde $Q = 80$ ml/h até $Q = 220$ ml/h de 20 em 20 ml/h para que se obtenha diversos pontos de diferença de pressão em função de diferentes vazões. Dessa maneira, pode-se calcular a permeabilidade à água do meio poroso para todas essas duplas de valores, o que fornece um resultado mais preciso e acurado. Após finalizada a saturação e tomadas de medida de pressão, pesa-se a amostra e esta é submetida ao aparelho de medição dos raios gama para tomada dos valores de N_2 .



Figura 24 – Saturação da amostra em salmoura

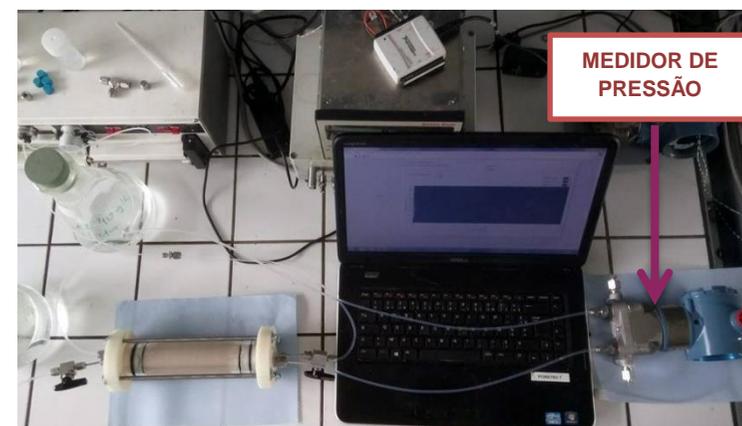


Figura 25 – Medida de pressão entre as extremidades da célula experimental

DISPERSÃO: Consiste na substituição de um fluido por outro no interior do meio poroso. Nesse caso, realiza-se a dispersão monofásica, sendo o KI a 20 g/l de concentração substituído pelo KI a 40 g/l. Prepara-se a salmoura com 40 g/l de concentração da mesma maneira que a anterior. A diferença, nesse caso, fica no procedimento de injeção da salmoura com a nova concentração. Para essa experiência, utiliza-se a mesma bomba a pistões utilizada anteriormente. Conectam-se as conexões entre a bomba e a amostra e conecta-se a saída da célula experimental com um densímetro (Figura 26). Este aparelho mede a densidade do fluido que passa por seu interior em tempo real e envia essas informações para um computador para análises posteriores. Com esses dados, é possível se traçar a curva de dispersão, o que, sendo a dispersão monofásica nesse caso, fornece os dados de volume de poros do meio poroso em questão. O procedimento de injeção da salmoura com a nova concentração segue até que haja uma estabilização na curva de densidade fornecida pelo densímetro. Após a dispersão, pesa-se novamente a amostra e esta é submetida novamente ao dispositivo de medida dos raios gama para que se ratifique o valor de porosidade encontrado previamente.

DRENAGEM: Com a amostra 100% saturada em água (salmoura), é realizada a primeira drenagem, caracterizada pela injeção do líquido não-molhante, nesse caso o óleo (óleo sintético ISOPAR-M da marca ESSO). A injeção do óleo na amostra envolve um procedimento engenhoso, uma vez que não se pode passar esse óleo pela bomba à pistões. Com isso, utiliza-se uma outra bomba para injeção de água destilada em um tanque que contém o óleo (Figura 28). Como a

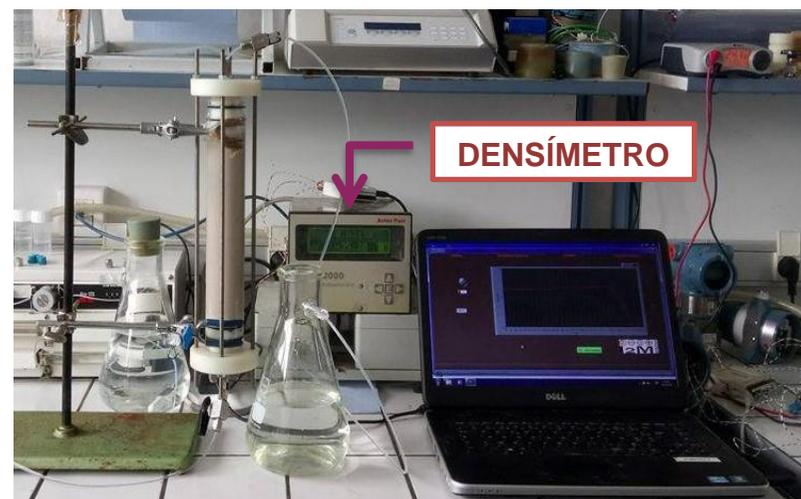


Figura 26 – Procedimento de dispersão

injeção da água é feita pela parte inferior do tanque, a água expulsa o óleo pela saída superior e este é encaminhado à amostra. Uma vez que tanto a água como o óleo são considerados líquidos incompressíveis, não há perda na vazão e pressão de injeção. O óleo é injetado na amostra com uma vazão de 80 ml/h e expulsa assim a salmoura que anteriormente ocupava os poros do meio poroso. Esse procedimento é finalizado quando se observa que, na saída da amostra não sai nada além de óleo, o que indica que toda a salmoura que não ficou retida e aprisionada pelos mecanismos descritos no início deste trabalho foi expulsa da amostra. Assim que se percebe que não está sendo mais expulsa salmoura da amostra, aumenta-se levemente a vazão de injeção de óleo para se vencer o efeito de borda que existe na saída do tampão. Dessa maneira, evita-se um efeito que poderia mascarar o resultado de saturação. É interessante ressaltar que a injeção do óleo na amostra é feita pela parte superior da amostra, posicionada na vertical para que os efeitos de densidade não afetem o resultado de saturação irreduzível em água e saturação inicial em óleo. Após finalizada a drenagem, realiza-se uma medida de pressão da mesma maneira que após a saturação do meio poroso para medida da permeabilidade ao óleo do meio poroso. Mais uma vez, após finalizada a medida de pressão, pesa-se a amostra e esta é submetida ao dispositivo de atenuação dos raios gama para tomada dos valores de N3.



Figura 27 - Bomba utilizada para realização da drenagem

EMBEBIÇÃO: Prepara-se uma nova solução de KI com concentração de 40 g/, que é injetada com a mesma vazão utilizada para a drenagem – $Q = 80 \text{ ml/h}$ – fazendo passar entre 2 e 3 volumes de poros pela amostra e aumentando e diminuindo a vazão ao final dessa passagem para evitar o efeito de borda. Ao final deste procedimento, tem-se que o meio poroso está saturado com uma solução difásica, com uma saturação residual em óleo e uma saturação em água menor do que a inicial. Após finalizada essa etapa, são realizadas as medidas de saturação para

traçar as curvas de $P_c \times S_w$ (medida da histerese do meio poroso quanto aos ciclos de drenagem e embebição). Então, passa-se a amostra novamente no dispositivo de atenuação de raios gama para tomada dos valores de N_2' , que representam o meio difásico água-óleo. Também se pesa a amostra para que se obtenha também o valor de saturação através da massa, uma vez que a quantidade de óleo expulsa durante a embebição foi coletada e quantificada. Além desses dois métodos, realiza-se a dispersão difásica onde é preparada uma solução de KI a 20 g/l de concentração que substituirá o KI a 40 g/l presente na célula experimental após realizada a embebição. Efetua-se a injeção desta salmoura com a mesma vazão utilizada durante a dispersão monofásica. Da mesma maneira que anteriormente, utiliza-se o densímetro para registrar os valores de densidade de acordo com que a concentração da salmoura no meio poroso é diminuída. Para garantir que não saia óleo da célula por conta da utilização de altas vazões na bomba injetora, utiliza-se um baixo valor de vazão, da ordem de $Q = 40 \text{ ml/h}$. Após finalizada a dispersão, que é constatada da mesma maneira que a dispersão monofásica, pesa-se a amostra e esta é submetida ao dispositivo de atenuação de raios gama para tomada dos valores de saturação. Em seguida, é feita uma outra dispersão, dessa vez substituindo a salmoura com concentração de 20 g/l por uma de concentração 40 g/l, seguindo o mesmo procedimento que o anterior (caso da descida da concentração de 40 g/l a 20 g/l).

5.6. FASE 2

Agora, será descrito o procedimento experimental utilizado para o estudo da influência do valor de S_{oi} sobre o valor de S_{or} . O procedimento de montagem da célula experimental é o mesmo que o descrito anteriormente para a Fase 1, a menos do comprimento da célula da fase 2 – menor em comparação com a utilizada na fase 1. Realizam-se os procedimentos preliminares até a saturação da amostra em salmoura com concentração de KI a 20 g/l. Então, realiza-se a co-injeção de óleo e água.

▪ SATURAÇÃO EM CO_2

A amostra, bem como na fase 1, é saturada em CO_2 para que a saturação em água possa ser completa. Também, assim como na fase 1, a amostra é submetida ao dispositivo de atenuação de raios gama para tomada dos valores de N_1 e pesada para tomada de dados para medida realizadas posteriormente.

▪ SATURAÇÃO EM SALMOURA

Assim como para o item anterior, a saturação em salmoura ocorre da mesma maneira que na fase 1, ou seja, satura-se a amostra com salmoura com concentração de 20 g/l e injetada a $Q = 40$ ml/h. Após a saturação, a amostra é pesada e é submetida aos raios gama para tomada dos valores de N_2 medidas de porosidade e saturação.

▪ CO-INJEÇÃO

Para a etapa de co-injeção, define-se os valores de vazão total de acordo com os valores desejados de S_{oi} . Levando-se em conta que os valores de saturação inicial em óleo desejados são tais que permitam uma curva próxima àquelas apresentadas na Figura 11. Porém, o valor de vazão total é mantido sempre igual a $Q_t = 40$ ml/h, sendo variada apenas a razão entre a vazão de água e óleo.

Para realização da co-injeção são utilizadas duas bombas diferentes. Para tal, utilizam-se as bombas já descritas nas etapas da fase 1. As bombas são utilizadas em paralelo, cada uma injetando um tipo de fluido. Além disso, é utilizada uma conexão em T para conectar os tubos da saída das bombas de injeção de salmoura e de óleo.

Durante a co-injeção é medida a diferença de pressão entre as extremidades da amostra. Essa é uma das maneiras de definição de interrupção do experimento. Para tal, leva-se em consideração duas evidências: e pressão medida atinge uma

estabilidade ao longo de um certo tempo e na saída da célula experimental é percebido que a frequência de saída de bolhas de óleo é uniforme, ou seja, a razão água-óleo na entrada da amostra é igual à da saída.

Assim, ao final do procedimento de co-injeção, pesa-se a amostra e esta é submetida ao aparelho de atenuação dos raios gama para tomada dos valores de N_3 , que nesse caso permitirá a obtenção dos dados de S_{oi} .

▪ **EMBEBIÇÃO**

Após obter os valores de S_{oi} através dos métodos pertinentes, procede-se à embebição para obtenção dos valores de S_{or} .

Para a embebição, utiliza-se uma vazão de $Q = 40$ ml/h e, após a passagem entre 2 e 3 volumes de poros de salmoura a 20 g/l de KI, é realizado um aumento e diminuição na vazão de salmoura para que seja evitado o efeito de bordo.

Após finalizada a embebição, pesa-se novamente a amostra e esta é submetida ao dispositivo de atenuação dos raios gama.

6. RESULTADOS

6.1. FASE 1

Os valores, referentes ao meio poroso, obtidos através das experiências previamente descritas são mostrados na Tabela 2:

Tabela 2 - Tabela de dados experimentais da Fase 1

		HISTERESE	
		EXPERIÊNCIA 1	EXPERIÊNCIA 2
	φ (Gama)	0,386 ± 0,003	0,404 ± 0,001
	φ (Dispersão)	0,400 ± 0,019	0,410 ± 0,020
	φ (Peso)	0,403 ± 0,011	0,422 ± 0,012
	κ (Darcy)	10,11 ± 0,04	10,84 ± 0,02
1º ciclo	Soi	0,731	0,851
	Sor	0,121	0,141
2º ciclo	Soi	0,754	0,814
	Sor	0,154	0,135
3º ciclo	Soi	0,733	0,827
	Sor	0,128	0,13

Onde:

φ_{gama} é a porosidade medida por meio da atenuação de raios gama;

φ_{disp} é a porosidade medida por meio do método de dispersão monofásica;

φ_{peso} é a porosidade medida por meio da pesagem da amostra;

κ_{Darcy} é a permeabilidade em Darcy;

S_{oi} é a saturação inicial em óleo;

S_{or} é a saturação residual em óleo.

6.2. FASE 2

Para a segunda parte do projeto – estudo da influência de S_{oi} sobre S_{or} – foram feitas experiências de co-injeção. O procedimento, apresentado no capítulo 4.1, compreende a medição de valores de porosidade, permeabilidade e saturações, assim como na fase 1. Os valores encontrados são apresentados na Tabela 3 para as 5 experiências realizadas ao longo desta fase.

Tabela 3 - Tabela de dados experimentais da Fase 2

CO-INJEÇÃO			
	39 ml/h de água - 1 ml/h de óleo	38 ml/h de água - 2 ml/h de óleo	
ϕ (Gama)	$0,382 \pm 0,005$	$0,387 \pm 0,005$	
ϕ (Peso)	$0,426 \pm 0,014$	$0,422 \pm 0,014$	
κ (Darcy)	$9,62 \pm 0,02$	$10,21 \pm 0,02$	
S_{oi}	0,189	0,245	
S_{or}	0,116	0,096	

CO-INJEÇÃO			
	35 ml/h de água - 5 ml/h de óleo	30 ml/h de água - 10 ml/h de óleo	20 ml/h de água - 20 ml/h de óleo
ϕ (Gama)	$0,393 \pm 0,011$	$0,392 \pm 0,003$	$0,394 \pm 0,007$
ϕ (Peso)	$0,442 \pm 0,014$	$0,437 \pm 0,014$	$0,437 \pm 0,015$
κ (Darcy)	$10,82 \pm 0,05$	$11,70 \pm 0,02$	$9,22 \pm 0,01$
S_{oi}	0,349	0,362	0,439
S_{or}	0,130	0,141	0,122

Assim como descrito ao longo do trabalho, durante as experiências de co-injeção foram realizadas medições da diferença de pressão entre as extremidades da célula experimental. Essa medição é utilizada para que se saiba o momento em que se pode finalizar o experimento, que é caracterizado por uma estabilização da curva de pressão. Um exemplo desta curva é mostrado na Figura 28:

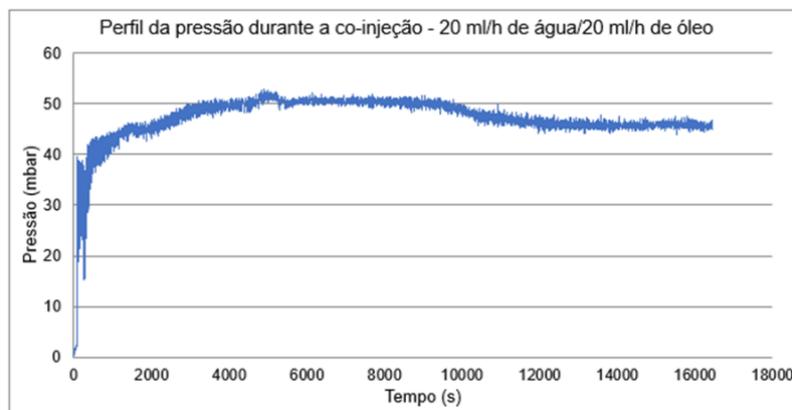


Figura 28 – Perfil de pressão durante um processo de co-injeção

7. DISCUSSÃO DE RESULTADOS

7.1. FASE 1

Nesta parte do projeto, deseja-se estudar a histerese do meio poroso em questão, além da influência dos ciclos de drenagem e embebição sobre a saturação em água.

Em posse de uma areia com granulometria conhecida e valores de porosidade e permeabilidade esperados, foram feitas experiências para confirmar este comportamento. Na Figura 29, são apresentados os perfis de porosidade para as duas experiências da primeira fase do estudo:

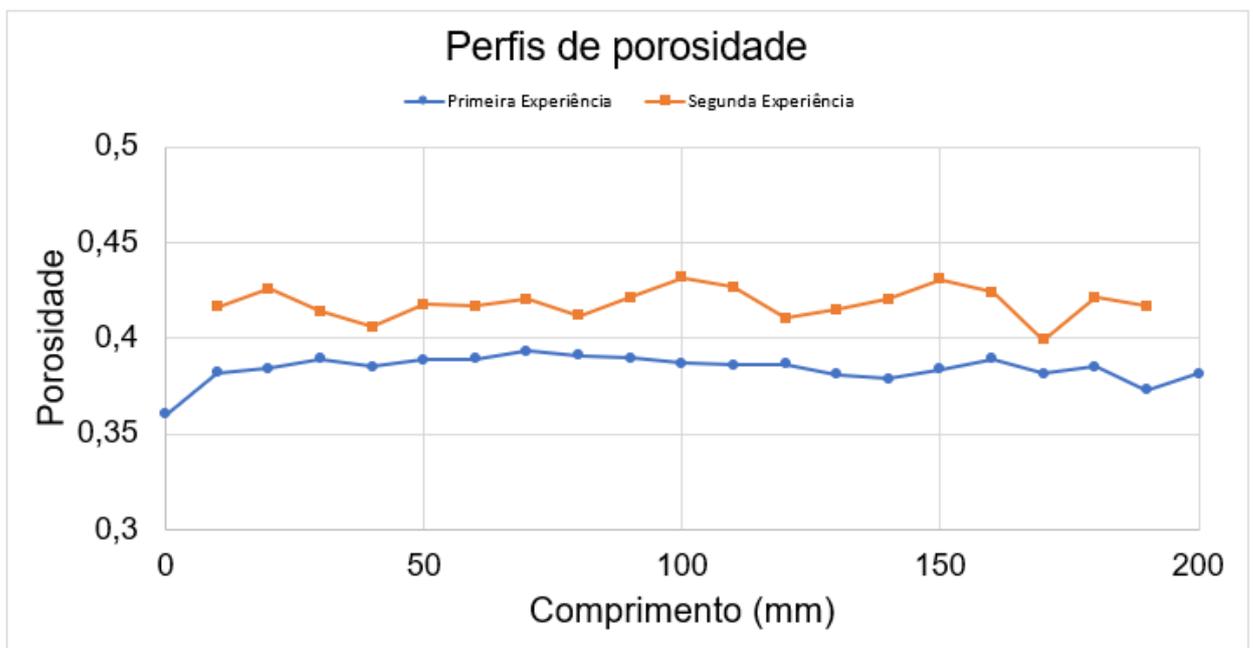


Figura 29 - Sobreposição dos perfis de porosidade

Pode-se confirmar, a partir destas duas curvas, o leve desvio existente entre a porosidade de duas experiências diferentes. Esse leve desvio ocorre uma vez que é impossível de se criar dois meios porosos de características idênticas. Apesar desse fato, percebe-se, pela análise da Figura 29, que os perfis de porosidade das duas experiências da Fase 1 são próximos.

Os valores de porosidade obtidos através da medição das massas da célula experimental são menos precisos uma vez que é impossível eliminar as incertezas trazidas pelos volumes mortos. Os valores mais precisos são aqueles obtidos pelas experiências de dispersão monofásica. A Figura 30 apresenta um exemplo de dispersão monofásica:

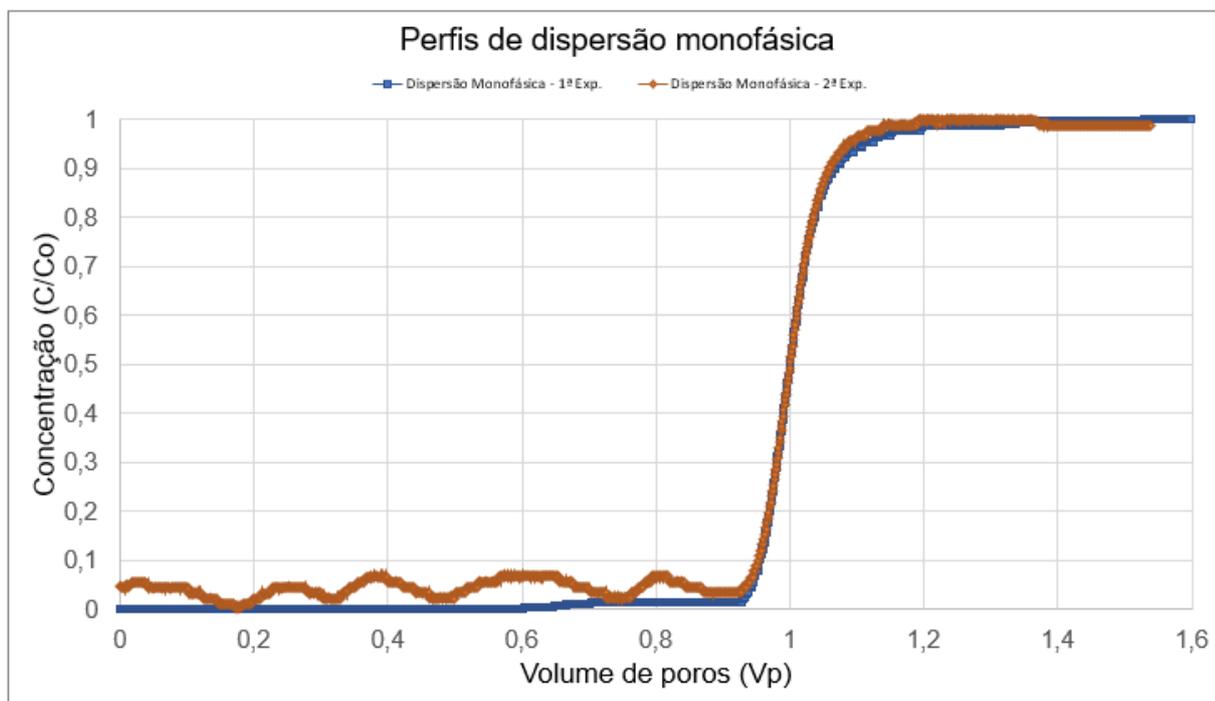


Figura 30 - Sobreposição das curvas de dispersão monofásica

Pode-se notar na Figura 30 que a teoria é confirmada neste estudo: à altura de uma concentração igual a 0,5 tem-se exatamente um volume de poros passados pela amostra.

Para a permeabilidade, medida através da equação (10), chegou-se a valores próximos para as duas experiências. O desvio de 10,11 Da a 10,84 Da pode ser explicado pela diferença de porosidade.

Em seguida, passou-se aos ciclos de drenagem e embebição. Uma vez mais, pôde-se perceber a influência da porosidade sobre a permeabilidade. Na segunda experiência da Fase 1, notam-se valores de S_{oi} mais altos do que na primeira experiência, tanto pelo método de medição por dispositivo de atenuação de raios gama quanto por medição de volume recuperado de fluido. Esta tendência é notada para as duas experiências, tanto nos experimentos de drenagem como nos de embebição.

Utilizando a equação (29) pode-se chegar aos valores de pressão capilar para as duas experiências. Em posse desses valores, pôde-se traçar as curvas $P_c \times S_w$ como desejado. Essas curvas auxiliam a estudar a histerese que pode existir no sistema.

São apresentadas abaixo as sobreposições das curvas $P_c \times S_w$ nos três ciclos de drenagem e embebição da 1ª experiência (Figuras Figura 31, Figura 32 e Figura 33) e da 2ª experiência (Figuras Figura 34, Figura 35, Figura 36) da Fase 1:

▪ **1ª EXPERIÊNCIA**

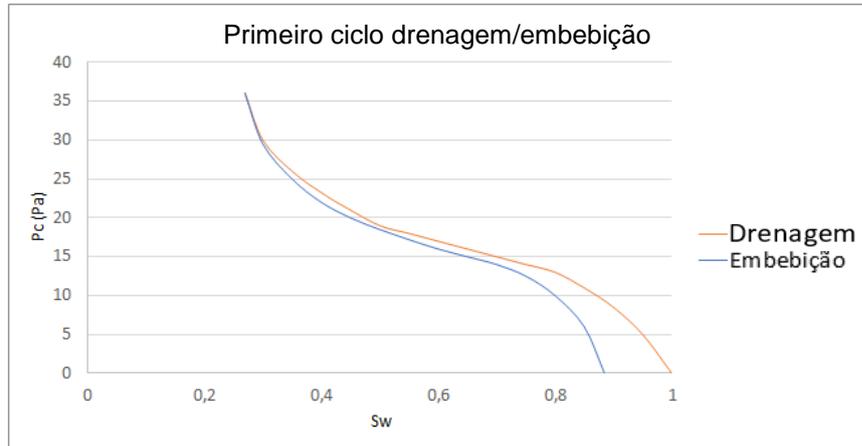


Figura 31 - Primeiro ciclo de drenagem e embebição

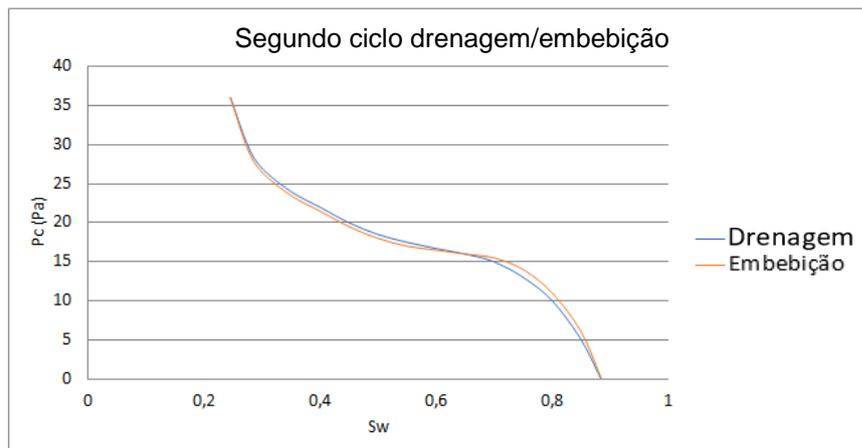


Figura 32 - Segundo ciclo de drenagem e embebição

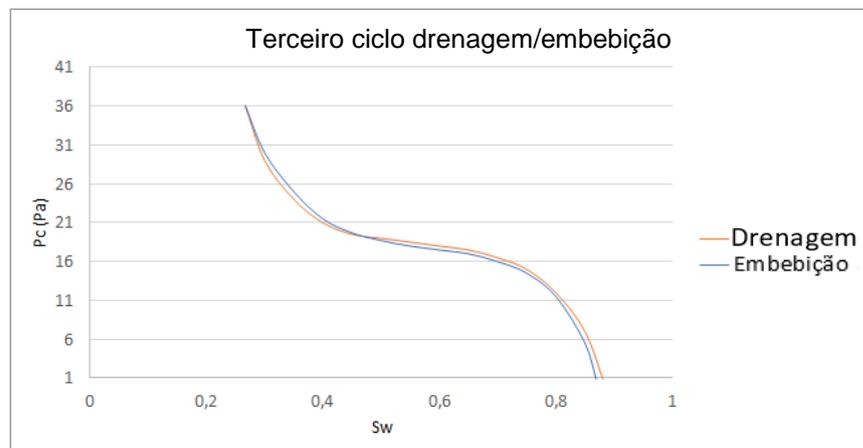


Figura 33 – Terceiro ciclo de drenagem e embebição

▪ 2ª EXPERIÊNCIA

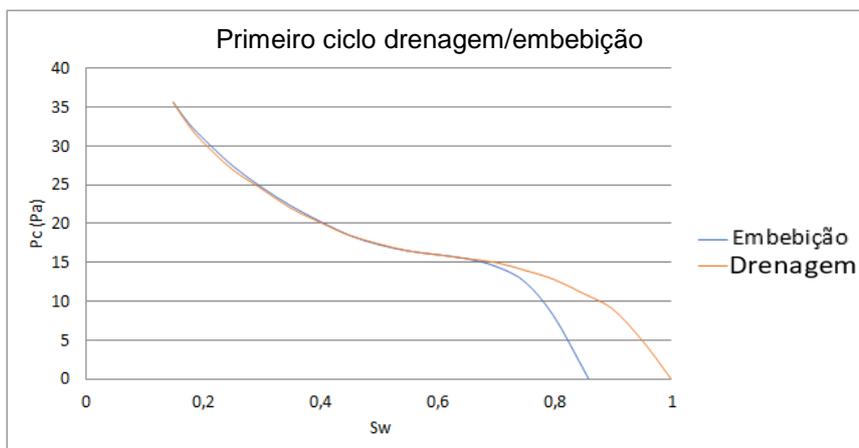


Figura 34 – Primeiro ciclo de drenagem e embebição

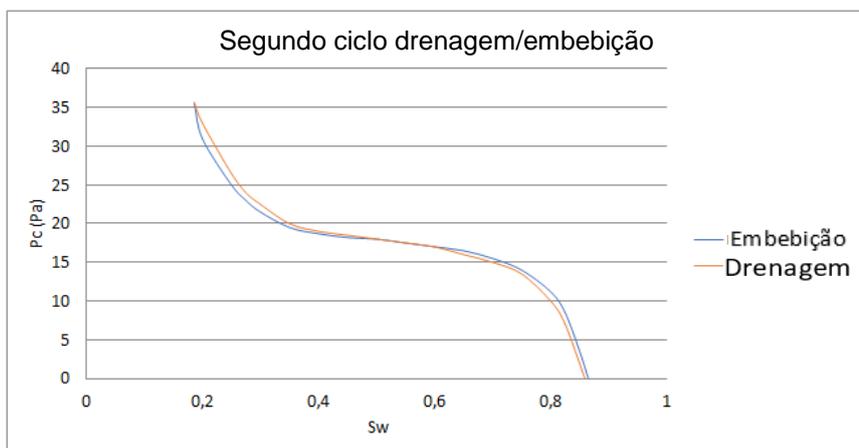


Figura 35 – Segundo ciclo de drenagem e embebição

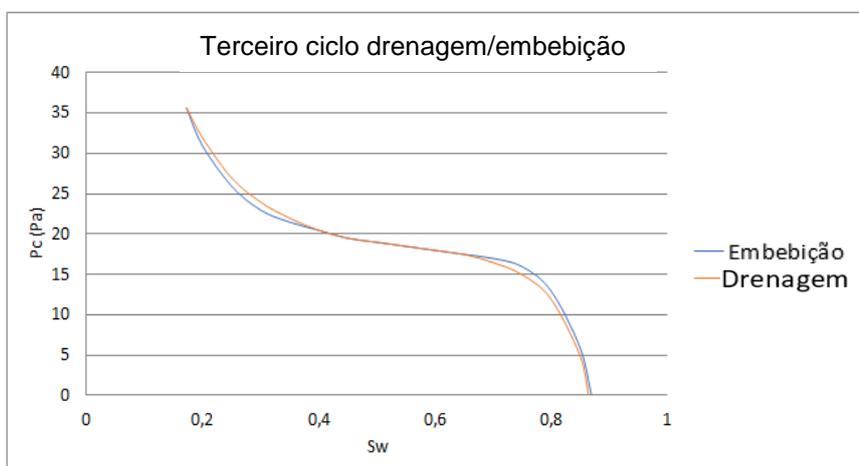


Figura 36 – Terceiro ciclo de drenagem e embebição

As figuras apresentadas, como esperado, auxiliam no estudo da histerese do sistema. Percebe-se que esta é muito baixa ou até mesmo inexistente, se forem consideradas as incertezas. Este resultado pode ser evidenciado por dois fatos:

- A baixa histerese do sistema é devida à forte permeabilidade do meio poroso, o que resulta em uma baixa pressão capilar, uma vez que a pressão capilar é inversamente proporcional à permeabilidade, como evidenciado na equação (29).
- A baixa histerese do sistema pode ser devida ao tipo de solo do local, uma areia fina de granulometria homogênea, que fornecem poros aproximadamente uniformes e sem grande desvio no seu formato e tamanho. Esta conclusão é baseada no estudo de Chatzis *et al.* (1983) mostrado na Figura 11. Segundo este estudo, quanto mais os poros possuem uma forma não uniforme, maior será a ocorrência do fenômeno de aprisionamento da fase não-molhante. Como a maioria dos grãos de solo possuem um tamanho próximo, são formados poros homogêneos, e que não permitem que se formem fases aprisionadas, conseqüentemente gerando uma baixa histerese no sistema.

7.2. FASE 2

Na segunda fase do projeto, deseja-se quantificar a influência da saturação inicial em óleo (S_{oi}) sobre a saturação residual em óleo (S_{or}). Desta maneira, foram feitas diversas experiências com diferentes razões de vazão para que fossem atingidos diferentes valores de S_{oi} .

Assim como para a Fase 1, começou-se pela medição da porosidade do meio poroso em estudo. Uma vez mais, os valores de porosidade medidos através do dispositivo de atenuação dos raios gama são próximos, como evidenciado na Figura 37.

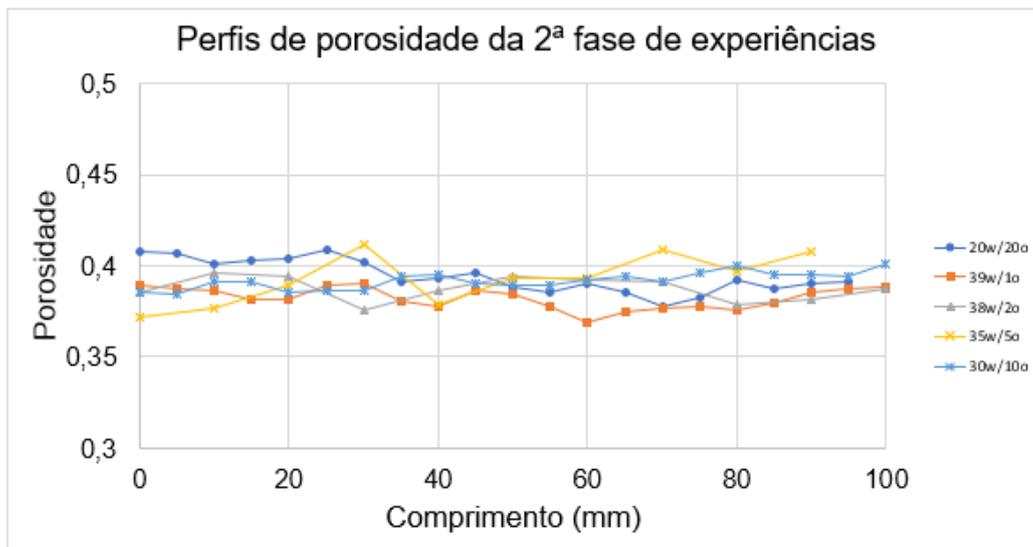


Figura 37 – Sobreposição de curvas de porosidade da Fase 2

Os valores de permeabilidade são igualmente muito próximos, já que estes são advindos e dependem do valor de porosidade.

Na Figura 38, são mostrados os resultados das 7 experiências realizadas neste projeto – 2 experiências na Fase 1 e 5 experiências na Fase 2. O intuito, como evidenciado anteriormente, era produzir pontos que comprovassem ou não os perfis encontrados e reunidos no estudo de Pentland (2011). Para tal, dever-se-ia obter diferentes valores de S_{or} a partir de variados valores de S_{oi} . As duas experiências da Fase 1 permitiram a obtenção de valores de S_{oi} mais elevados, o que forneceu uma base de dados interessante para a porção direita da curva $S_{or} = f(S_{oi})$. As cinco experiências da Fase 2 forneceram a base de dados necessária para que fosse encontrado o comportamento da curva para valores baixos de S_{oi} .

A Figura 38 evidencia a relação explicitada acima. Os pontos representam os pares ordenados (S_{oi} , S_{or}) para as experiências realizadas e a curva traçada representa o ajuste linear para estes pontos.

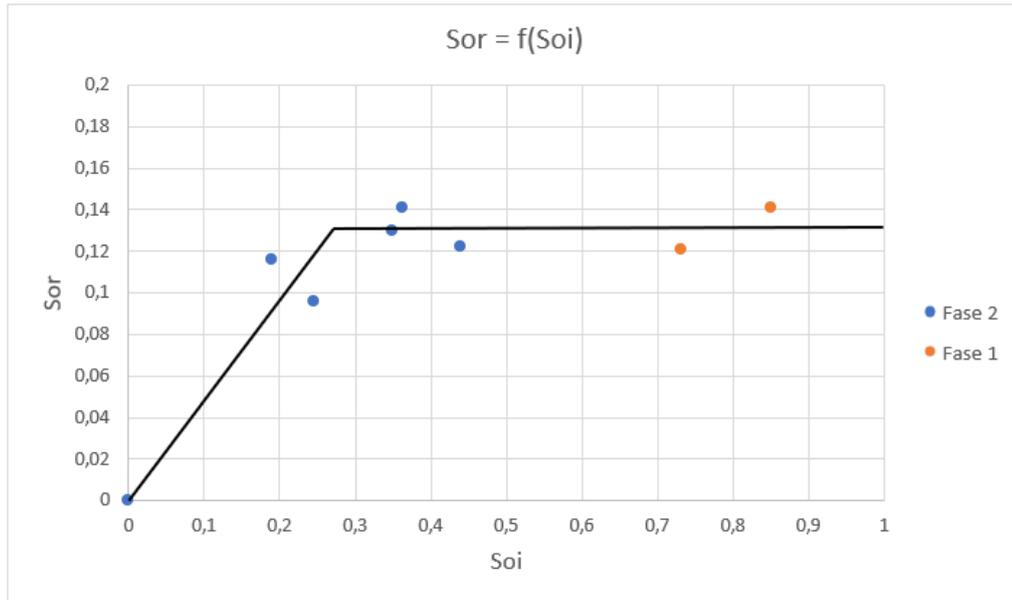


Figura 38 – Relação $Sor = f(Soi)$

A fim de buscar um ajuste para os pontos encontrados durante as experiências, foram utilizadas as relações de Land (1971), Ma & Youngren (1994) e Jerauld (1997).

Aplicando-se essas relações aos resultados experimentais obtidos, traçaram-se as curvas mostradas na Figura 39:

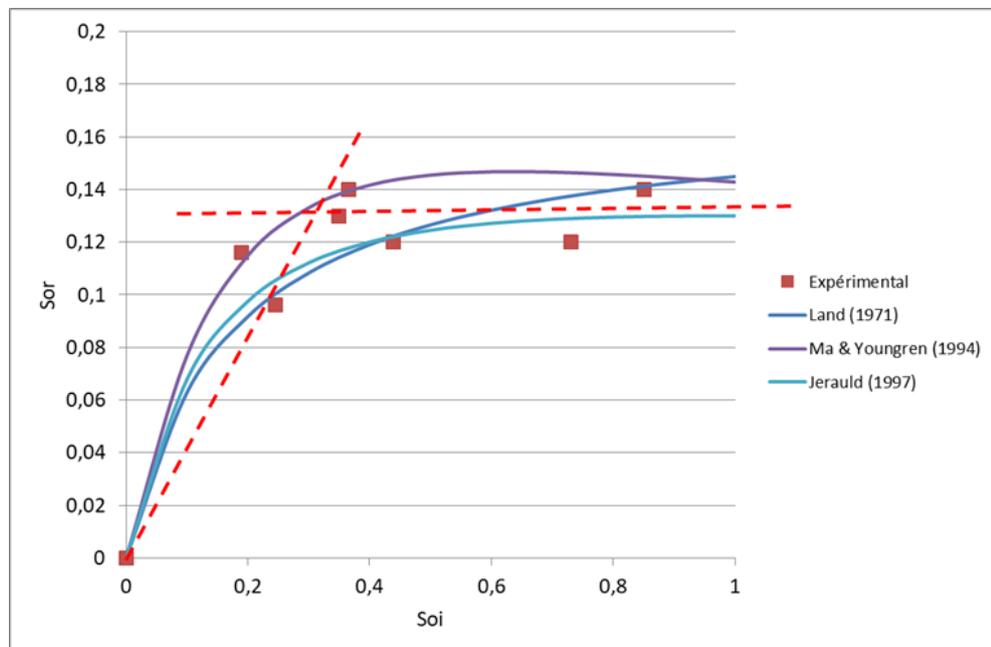


Figura 39 - Aplicação das relações pertinentes aos valores obtidos experimentalmente

Sabe-se que as relações descritas anteriormente foram idealizadas para sistemas diferentes do estudo conduzido no presente trabalho (água/óleo). Porém,

estas relações geraram resultados bem adaptados e coerentes. Portanto eles são usados para análise dos resultados experimentais obtidos.

Como deseja-se comprovar a tendência evidenciada pelos valores fornecidos pela literatura e reunidos no estudo de Pentland (2011), sobrepõe-se as curvas mostradas na Figura 39 sobre os dados da literatura mostrados na Figura 11. Realizando-se esse procedimento, é possível se observar um ajuste da curva em relação às curvas de estudos anteriores, conforme visto na Figura 40.

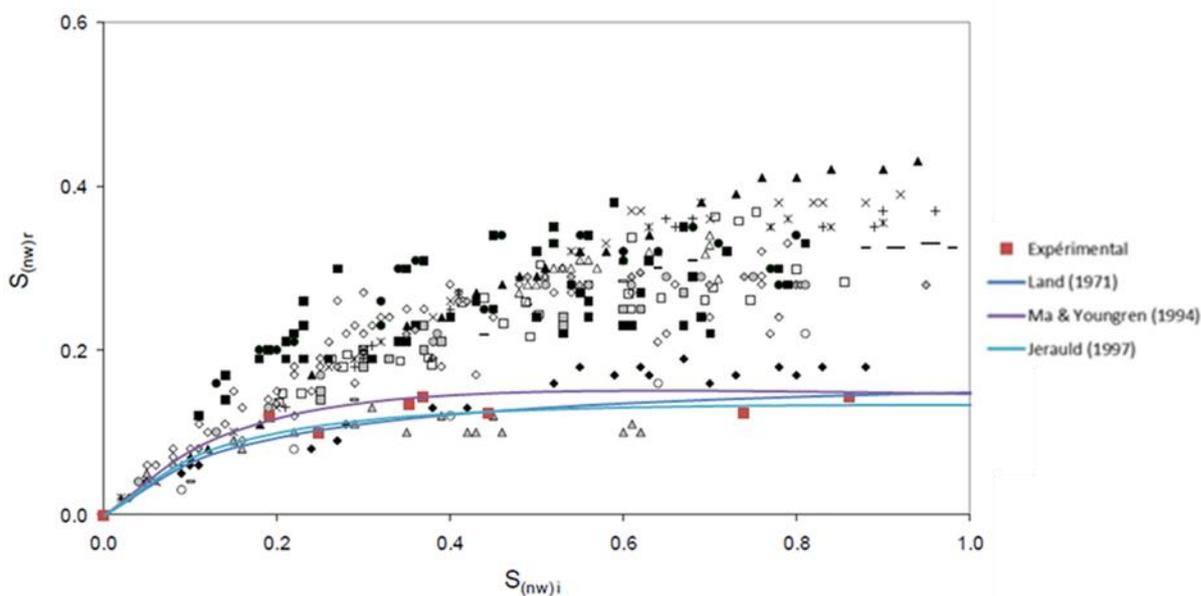


Figura 40 - Aplicação das curvas de tendência sobre a base histórica de dados $S_{or} = f(S_{oi})$

Como evidenciado no presente estudo, os elevados valores de permeabilidade e porosidade fornecem um baixo valor de histerese. Esse fenômeno gera uma baixa histerese no sistema – como evidenciado na Fase 1 desta pesquisa – e que, por conseguinte, resulta em baixos valores de S_{or} mesmo para elevados valores de S_{oi} . Ou seja, mesmo para uma alta saturação inicial em óleo, a alta porosidade e permeabilidade impedem uma alta taxa de aprisionamento da fase não-molhante no meio poroso, ocasionando valores baixos de S_{or} .

Como dito anteriormente, estudos com o tipo de meio poroso utilizado no presente trabalho são escassos ou até mesmo inexistentes. O estudo tomado como base científica utilizada para análise dos resultados – Pentland (2011) – tem como alvo o setor petrolífero. Com isso, foram utilizados meios porosos consolidados, com permeabilidade inferior ao presente estudo. Tem-se também neste fato uma evidência

para maior ocorrência de histerese nestes sistemas em comparação ao sistema do presente estudo.

Essas evidências justificam a tendência mais baixa dos valores encontrados frente às relações encontradas na literatura.

8. CONCLUSÃO

Pode-se dividir a conclusão em três partes, uma vez que existem três objetivos, compreendendo duas fases em que foram utilizadas tanto um óleo com características próximas ao poluente derramado no solo do local quanto uma areia com características granulométricas e físicas próximas à do terreno.

- Para a primeira fase do estudo, onde foram analisados os valores de saturação em água a cada ciclo de drenagem e embebição, simulando a variação de nível do lençol freático, as curvas $P_c = f(S_w)$ foram traçadas e pôde-se confirmar que a histerese do meio poroso pode ser considerada nula. Estes resultados podem ser atribuídos à forte permeabilidade do meio poroso – da ordem de 10 Darcy – e, conseqüentemente, uma baixa pressão capilar. Além disso, pela sua composição granulométrica, grãos de dimensão homogênea, geram poros de formas regulares e que impedem o aprisionamento da fase não-molhante quando da drenagem.
- Para a segunda fase do estudo, foi possível, com os dados obtidos nas experiências, traçar uma curva com a tendência esperada, a fim de poder perceber o nível de influência de S_{oi} sobre S_{or} para diferentes valores de S_{oi} . Utilizando diferentes razões de vazão água/óleo, puderam-se obter diversos valores diferentes de S_{oi} e a curva traçada, próxima à curva produzida por Pickell *et al.* (1966), com uma pequena diferença de valores que pode ser atribuída às diferentes características do meio poroso utilizado – utilizou-se neste trabalho uma areia fina e Pickell (1966) um meio poroso consolidado.
- Com o auxílio da curva produzida com os dados obtidos nas experiências da Fase 2, pode-se prever o comportamento do solo do local com maior precisão. Nota-se um aumento rápido na relação S_{oi} entre 0 e 0,2. Após este intervalo, percebe-se que pode ser obtida a saturação residual igual a aproximadamente 0,14 a partir de qualquer saturação a partir de 0,2. Portanto, verifica-se uma representatividade relevante dos resultados para o meio poroso em análise. Além disso, verifica-se que as técnicas utilizadas permitem trabalhos com os mesmos objetivos para meios porosos de diferentes características.

9. RECOMENDAÇÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

- Com respeito à primeira fase do estudo, restam como perspectivas a realização de experiências com uma areia mais fina ou com um meio poroso consolidado de permeabilidade mais baixa, como o silte. Com base nos resultados dos experimentos e na literatura existente, um meio poroso com tais características deve apresentar uma histerese mais elevada, uma vez que a permeabilidade será mais baixa e, por outro lado, a pressão capilar será mais relevante.
- Quanto à Fase 2 do projeto, com o objetivo de traçar uma curva mais completa da relação da saturação inicial em óleo sobre a saturação residual, é recomendada a produção de mais dois ou três pontos de S_{oi} para melhor conhecer o comportamento da saturação nos intervalos de 0 a 0,2 e 0,4 a 0,75. Esses foram os intervalos de valores que não conseguiram ser atingidos pelos experimentos realizados em função do tempo disponível para a realização das experiências.
- Além disso, o objetivo de melhor conhecimento do solo do local onde seriam realizados processos de despoluição foi atingido. Os valores experimentais apresentados são válidos e aplicáveis para o presente caso, com suas particularidades características. O aproveitamento dos resultados obtidos, portanto se limitam ao local em análise. Porém, esse fato não invalida a utilização da metodologia e conceitos aplicados nesse trabalho para projetos com meios porosos diferentes, onde serão encontrados resultados particulares e únicos do meio poroso em estudo.
- Por fim, a utilização de modelos computacionais a fim de realizar uma modelagem de todo o problema, com as condições específicas também é uma perspectiva que pode completar e solidificar ainda mais os resultados obtidos de maneira experimental.

10. REFERÊNCIAS

- BARBOSA, Vanessa. A última gota. Editora Planeta do Brasil, 2015.
- BRUDERER-WENG, Céline et al. Relating flow channelling to tracer dispersion in heterogeneous networks. *Advances in water resources*, v. 27, n. 8, p. 843-855, 2004.
- CARDOSO, Anelise Menezes. Sistema de informações para planejamento e resposta a incidentes de poluição marítima por derramamento de petróleo e derivados. Rio de Janeiro (RJ): Energetic Planning Program,(COPPE), Federal University of Rio de Janeiro, 2007.
- CHATZIS, Ioannis et al. Magnitude and detailed structure of residual oil saturation. *Society of Petroleum Engineers Journal*, v. 23, n. 02, p. 311-326, 1983.
- CORSEUIL, Henry Xavier; MARINS, Marcus Dal Molin. Contaminação de águas subterrâneas por derramamentos de gasolina: o problema é grave. *Revista Engenharia Sanitária e Ambiental*, v. 2, n. 2, p. 50-54, 1997.
- COUTINHO, Rômulo César Pinheiro; GOMES, Carisia Carvalho. Técnicas para remediação de aquíferos contaminados por vazamentos de derivados de petróleo em postos de combustíveis. XVII Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos, 2007.
- DARCY, H.: Determination of the laws of flow through sand in “Les fontaines Publiques de la Ville de Dijon”, Pages 590-594, Paris, 1856.
- DASSARGUES, Alain. Théorie de l'approche hydrogéologique des écoulements et transports en zone partiellement saturée. *Annales de la Société géologique de Belgique*, v. 119, n. 1, p. 71-89, 1997.
- DI CHIARA ROUPERT, Raphaël. Développement d'un code de calcul multiphasique multiconstituants. 2009. Tese de Doutorado. PhD thesis, Université de Strasbourg.
- ESPINOSA, Milena de Brito et al. Estudo comparativo da aplicação dos modelos matemáticos SCBR e MODFLOW na simulação de fluxo subterrâneo, transporte e remediação de contaminantes em águas subterrâneas. 2016.
- EVOSTC - Exxon Valdez Oil Spill Trustee Council, Photos of the Exxon Valdez Oil Spill. Disponível na página eletrônica <http://www.evostc.state.ak.us>. Acesso: Novembro 2018.
- FAUST, C. R.; MONTROY, M. P. How to effectively recover free product at leaking underground storage tank sites. A guide for state regulators. Final report, January-October 1995. GeoTrans, Inc., Sterling, VA (United States), 1996.

GIMALTDINOVA, A. F.; KALMYKOV, G. A.; TOPUNOVA, G. G. Oil saturation estimation using the Leverett technique. *Moscow University Geology Bulletin*, v. 66, n. 4, p. 293, 2011.

GUILLON, Valentin. Dispersion en milieux poreux insaturés: modélisations et mesures RMN de distributions de vitesse. 2012. Tese de Doutorado. Université d'Avignon.

GUYON, Etienne; NADAL, Jean-Pierre; POMEAU : Disorder and mixing, volume 152. Kluwer Academic Publishers, serie e : a édition, 1988.

IGLESIAS, Rodrigo. Conceitos de engenharia de reservatório. Centro de Excelência em Pesquisa sobre Armazenamento de Carbono. CEPAC/PUCRS. Rio Grande do Sul, 2009.

JERAULD, G. R. et al. Prudhoe Bay gas/oil relative permeability. *SPE Reservoir Engineering*, v. 12, n. 01, p. 66-73, 1997.

JOUSSEF, Karina Lopes, Avaliação da influência de solos heterogêneos no transporte de hidrocarbonetos de petróleo na zona não saturada através do modelo matemático SCBR. Florianópolis, 2010.

KAO, C. M. et al. Application of in situ biosparging to remediate a petroleum-hydrocarbon spill site: Field and microbial evaluation. *Chemosphere*, v. 70, n. 8, p. 1492-1499, 2008.

LAND, Carlon S. et al. Comparison of calculated with experimental imbibition relative permeability. *Society of Petroleum Engineers Journal*, v. 11, n. 04, p. 419-425, 1971.

MA, T. D. et al. Performance of immiscible water-alternating-gas (IWAG) injection at Kuparuk River Unit, North Slope, Alaska. In: SPE annual technical conference and exhibition. Society of Petroleum Engineers, 1994.

MAIER, Robert S. et al. Pore-scale simulation of dispersion. *Physics of Fluids*, v. 12, n. 8, p. 2065-2079, 2000.

MALVAULT, Guillaume. Détermination expérimentale de la distribution de taille de pores d'un milieu poreux par l'injection d'un fluide à seuil ou analyse harmonique. 2013. Tese de Doutorado. Ecole nationale supérieure d'arts et métiers-ENSAM.

MOORE, T. F.; SLOBOD, R. L. The effect of viscosity and capillarity on the displacement of oil by water. *Producers Monthly*, v. 20, n. 10, p. 20-30, 1956.

NGUENDJIO, Franck Laurel Nono. Caractérisation polyphasique de la zone de transition dans un réservoir pétrolier carbonaté. 2014. Tese de Doutorado. Ecole nationale supérieure d'arts et métiers-ENSAM.

OH, Soo Gun et al. Interfacial tension required for significant displacement of residual oil. *Society of Petroleum Engineers Journal*, v. 19, n. 02, p. 83-96, 1979.

PENTLAND, Christopher H. Measurements of non-wetting phase trapping in porous media. 2011.

PICKELL, J. J. et al. Application of air-mercury and oil-air capillary pressure data in the study of pore structure and fluid distribution. Society of Petroleum Engineers Journal, v. 6, n. 01, p. 55-61, 1966.

SADIQ, Muhammad; MCCAIN, John C. Impact of the war on the marine environment. In: The Gulf War Aftermath. Springer, Dordrecht, 1993. p. 5-58.

SAHIMI, Muhammad. Flow phenomena in rocks: from continuum models to fractals, percolation, cellular automata, and simulated annealing. Reviews of modern physics, v. 65, n. 4, p. 1393, 1993.

Sea Empress Oil Spill atualizado em janeiro de 2000 e disponível no endereço eletrônico www.swan.ac.uk/empress, Acesso em: Novembro 2018.

SOUSA, Luis Gabriel Rodrigues; DE MIRANDA, Antonio Carlos; DE MEDEIROS, Herika Bastos. IMPACTO AMBIENTAL E SOCIOECONÔMICO DO DERRAMAMENTO DE ÓLEO NA BAÍA DE GUANABARA. Periódico Eletrônico Fórum Ambiental da Alta Paulista, v. 9, n. 2, 2013.

WHITAKER, Stephen. Flow in porous media I: A theoretical derivation of Darcy's law. Transport in porous media, v. 1, n. 1, p. 3-25, 1986.