

RÉPUBLIQUE ALGÉRIENNE DÉMOCRATIQUE ET POPULAIRE
Ministère de L'Enseignement Supérieur et de la Recherche Scientifique
Université des frères Mentouri de Constantine



Faculté des Sciences de la Terre, de la Géographie et de l'Aménagement du territoire
Département des Sciences Géologiques

MÉMOIRE

EN VUE DE L'OBTENTION DU DIPLOME DE MAGISTER EN GEOLOGIE

OPTION

RESSOURCES ENERGETIQUES

THEME :

**Caractérisation d'un réservoir gréseux par simulation
de carottes artificielles**

Présenté par :

Mme. Nada ACHI

Sous l'encadrement de :

M. MS.BENZAGOUTA

Soutenu le : 16/11/2015

Devant le jury :

| | | |
|--------------|--|-----------|
| R. MARMI | Professeur Université Des Frères Mentouri de Constantine | Président |
| A. BOUMEZBER | Professeur Université de Tébessa | Examineur |
| H. SHOUT | Professeur Université Des Frères Mentouri de Constantine | Examineur |
| M.KHODJA | Directeur de Recherche/ Division Recherche et Développement SONATRACH | Invité |

Année universitaire 2014 - 2015

Remerciement

Au moment de conclure ce travail, il m'est agréable de remercier tous ceux qui m'ont aidé à le réaliser dans les meilleures conditions:

Mes remerciements s'adressent, en premier lieu, à mon encadreur Monsieur MS. BENZAGOUTA (PHD) de l'Université de Oum El Bouaghi pour m'avoir permis de réaliser ce mémoire, de l'avoir supervisé et de m'avoir fait profiter de son expérience.

Ce mémoire a été réalisé au laboratoire des travaux publics de l'Est de Constantine. L'ensemble de son personnel, mes collègues depuis douze ans, m'ont assisté, encouragé et m'ont fait profiter de leurs expériences, ... qu'ils trouvent ici l'expression de mes sincères remerciements.

Mes remerciements à Monsieur R.MARMI, professeur de l'Université de Constantine 1, je lui suis reconnaissante de l'honneur qu'il me fait en assumant la présidence du jury. Ayant eu le privilège d'assister à ses cours, j'ai pu profiter de sa grande expérience.

Je remercie également Monsieur A. BOUMEZBER, professeur de l'Université de Tébessa, d'avoir accepté de faire partie du jury.

Ma sincère gratitude à Monsieur H.SHOUT, professeur de l'Université de Constantine 1, pour sa participation au jury.

Un remerciement sincère au docteur KHODJA, Directeur de Recherche, Division Recherche et Développement à SONATRACH, pour sa participation. Je suis très honorée par sa présence parmi le membre du jury.

Je ne saurais oublier Monsieur AEK.KHIARI professeur de l'Université de Oum El Bouaghi, qui m'a reçue aimablement dans son laboratoire, mes remerciements pour ses conseils précieux et son encouragement.

Un remerciement particulier à RIAD KHALFALLAH, merci, d'être toujours présent pour moi.

Dédicace

A toute ma famille,

De tous les trésors que la vie apporte

la famille est certes

Le plus précieux, quelle soit loin ou toute proche

son amour est là,

en tout temps, en tous lieu

mille mercis pour tant de bonheur donné.

Ce qu'il ya de pire, c'est que le pétrole, seul moyen d'exister pour les musulmans, sera bientôt rare. Les minerais sont entrain de s'épuiser, de disparaître des sous-sols...
Et entre temps les musulmans n'auront même pas encore appris à les extraire, à les exploiter.
Ils n'auront raté pas seulement la civilisation, mais les moyens de la civilisation.

Malek BENNABI - 1949
Les conditions de la renaissance

Titre: Les propriétés pétrophysiques des roches réservoirs, approches méthodologiques.

Les roches réservoirs ainsi que tout milieu poreux ont un intérêt pouvant surtout être économique. Ces volumes disponibles pour le stockage et la mobilité des fluides sont, dans leur évolution, contrôlés par divers paramètres. La présence de fractions fines remplissant partiellement ou totalement cette partie de vides joue un rôle important dans la réduction de ce volume poreux tout en créant des barrières ou microbarrières responsables du degré d'occlusion. Dans le cas d'étude, notre investigation, au laboratoire s'est rapporté essentiellement sur ce synopsis ou différentes fractions et types d'argiles ont été ajoutés comme liant à une partie sableuse bien déterminée : l'ensemble a été soumis à une pression de compaction variable simulant l'état d'un réservoir. Les résultats obtenus ont montré que cette présence argileuse était un paramètre très contraignant concernant la porosité et la perméabilité des échantillons considérés. Cependant cette contrainte était variable d'un type à un autre : la kaolinite est l'argile la moins contrariante pour la perméabilité et la porosité, comparativement à l'illite et surtout à la bentonite. Il apparaît aussi que le phénomène de gonflement et son ordre affecte sévèrement la bentonite en présence d'eau, contrairement à la kaolinite et à l'illite qui sont peu gonflantes.

Des essais de drainage et d'imbibition ont permis d'identifier l'impact de la mouillabilité de ces argiles sur les mécanismes d'écoulement dans un système biphasique.

Les résultats obtenus supportent notamment, l'imbibition qui confirme le caractère hydrophile de l'illite et de la bentonite, et celui hydrophobe de la kaolinite.

Les grés à kaolinite se révèlent donc les plus poreux et les plus perméables mais hydrophobe, tandis que la bentonite contrarie la perméabilité, quand bien même elle est hydrophile. Globalement, il résulte que c'est les grés à illite qui sont les plus favorables concernant les propriétés pétrophysiques intéressant l'écoulement, avantagant ainsi l'extraction du pétrole.

Mots clés : réservoir, perméabilité, porosité, mouillabilité, drainage, imbibition, hydrophile, hydrophobe.

Title: Petrophysical properties of reservoir rocks, methodological approaches.

Reservoirs rocks and porous medium can be of high economical interest. The porous mediums are allocated to fluid storage and circulation. They can be under the control of diverse parameters when they are found at reservoir conditions. Involvement of clay fraction and type, filling pores, is of high contribution towards the reduction of pore volumes. It is responsible for the creation of microbarriers and occlusion for fluid accumulation and mobility. In the case study, investigation based on laboratory experiments has revealed, in that regards, that reservoir is mainly controlled by compaction in addition to the type and fraction of simulated cement. It has been found that impact on petrophysical characteristics was own to the type of clay, beyond pressure and grain texture type. Kaolinite clay mineral type was the less harmful with regard to the permeability and porosity in comparison to illite and mainly bentonite. However, in the presence of aqueous solution, swelling intensity was higher with bentonite mineral in comparison to kaolinite and illite.

During drainage and essentially the imbibition, impact from the wettability (soaking....) system was defined.

Results were in harmony with the imbibition rather than drainage at atmospheric conditions. Within the diphasiques phases, imbibition supports the hydrophilic character of the bentonite-illite clay minerals, whereas the kaolinite was as hydrophobic. Thus, and regarding the reservoir, sandstone reservoirs with the presence of kaolinite are better reservoir characteristics but hydrphobe. Reservoirs with bentonite clay fraction are less petrophysical characteristics development; even so, it is important to mention that bentonite is hydrophilic type.

The overall results reveal that sandstone with illite clay fraction is the better concerned with permeability and porosity development or preservation leading to efficient fluid circulation and recovery.

The Key words : reservoir, permeability, porosity, wettability , drainage, imbibition , hydrophilic , hydrophobic

العنوان: الخصائص البتروفزيائية لصخور المكن، أساليب منهجية.

صخور المكن و الأوساط المسامية بشكل عام أصبحت ذات أهمية اقتصادية كبيرة. إن الحجم المسامي المتاح في هذه الأوساط والذي يسمح بتخزين و بحركة السوائل يتأثر بعدة عوامل, كما أن تواجد حبيبات طينية داخل المسامات يؤثر سلبيا على نفاذية الصخور بتشكيله حواجز تتسبب في غلق المسامية. في دراستنا هذه و من أجل تبين أثر الطين المتواجدة في الصخور الرملية قمنا بتشكيل عينات صخرية اصطناعيا مكونة من رمل و نسب متفاوتة من ثلاث أنواع من الطين و لمحاكاة الوسط الطبيعي الذي توجد فيه الصخور الرملية قمنا بضغط الخليط تحت أتقال تكافئ أعماق تواجد هذه الصخور. قمنا مخبريا بقياسات المسامية والنفاذية على العينات المشكلة. تبين أن العينات المحتوية على طين البنتونيت هي الأضعف من حيث المسامية والنفاذية. أما أن العينات المحتوية على طين الكاولينيت و الإليت هي الأحسن مع أفضلية لذات الكاولينيت. هذا راجع إلى خاصية الإنتفاخ للطين والمتفاوت من نوع إلى آخر. من جهة أخرى, تجارب مخبرية تتعلق بالتجفيف والتشريب بينت خاصية الكاولينيت الكارهة للماء عكس البنتونيت و خاصة الإليت المحبتين للماء. تواجد الكاولينيت إذن في صخور المكن يؤثر سلبا على إنتاج الحقل رغم عدم تأثيرها كثيرا على نفاذية و مسامية الصخرة. تواجد طين البنتونيت في صخور المكن يؤثر سلبا على إنتاج الحقل رغم خاصيتها المحبة للماء لتأثيرها كثيرا على نفاذية و مسامية الصخرة. تبين أن تواجد الإليت هو الأقل تأثير على صخور المكن.

المصطلحات الأساسية: المكن, النفاذية, المسامية, التبلل, التجفيف, التشريب, محبة للماء, كارهة للماء

Table des matières

| | |
|---|----|
| Introduction générale | |
| 1 Aperçu..... | 1 |
| 2 Objectifs de l'étude..... | 2 |
| Chapitre 1 : Caractérisation des milieux poreux : Généralités | |
| 1. Introduction..... | 3 |
| 2. Les roches réservoirs..... | 3 |
| 3. Définition des propriétés pétrophysiques des roches réservoirs..... | 4 |
| 3.1. La porosité..... | 5 |
| 3.1.1. Taille et géométrie des pores..... | 8 |
| a. Classification de la porosité basée sur la taille..... | 8 |
| b. Classification de la porosité basée sur la forme..... | 9 |
| c. La classification de Choquette et Pray..... | 11 |
| d. La porosité totale, efficace et occluse..... | 14 |
| 3.1.2. Mesures de la porosité..... | 15 |
| a. Les méthodes directes..... | 15 |
| b. Les méthodes indirectes..... | 16 |
| 3.2. La perméabilité..... | 17 |
| 3.2.1. Catégorie de la perméabilité..... | 18 |
| 3.2.2. La tortuosité et le facteur de formation..... | 19 |
| 3.2.3. Formules utilisées pour le calcul de la perméabilité..... | 22 |
| a. Formule de Kozeny (1927) et Carmen (1956)..... | 22 |
| b. Formule de Koltermann et Gorelick (1995)..... | 22 |
| c. Formule de Cazenove..... | 23 |
| d. Formule de Hazen (1930)..... | 23 |
| e. Formule de Award et Amer (2001)..... | 23 |
| f. Formule de Krumbein et Monk t (1942)..... | 23 |
| 3.2.4. Mesure de la perméabilité..... | 24 |
| 3.2.5. Caractéristique de l'espace poreux affectant la perméabilité..... | 24 |
| 3.3. La mouillabilité..... | 26 |
| 3.4. La saturation..... | 28 |
| 3.5. Le drainage et l'imbibition en milieu poreux..... | 30 |
| 3.6. Relation perméabilité, porosité et saturation..... | 34 |
| Chapitre 2 : Etude expérimentale | |
| 1. Introduction..... | 35 |
| 2. Préparations des échantillons..... | 36 |
| 2.1. Le sable..... | 36 |
| a. Analyse granulométrique et sédimentométrique des échantillons de sables..... | 37 |
| b. Analyse chimique..... | 41 |
| c. La morphoscopie..... | 44 |
| 2.2. L'argile..... | 46 |
| a. Essai de gonflement libre à l'éprouvette..... | 47 |
| 2.3. Mixture sables/argiles et impact sur les milieux poreux..... | 49 |
| 2.3.1. Préparation des échantillons a base des mélanges sables/argiles..... | 49 |
| 2.3.2. Consolidation des différentes mixtures établies : carotte..... | 50 |
| 3. Mode opératoire et détermination des caractéristiques pétrophysiques..... | 54 |
| 3.1. Dispositif et déroulement de la mesure de perméabilité..... | 55 |
| a. Principe..... | 55 |

| | |
|---|----|
| b. | |
| Méthode..... | 55 |
| c. Calcul..... | 58 |
| 3.2. Dispositif et déroulement de la mesure de porosité..... | 58 |
| a. Mesure de la porosité initiale des mélanges argiles/sables..... | 58 |
| b. Mesure de porosité des échantillons consolidés..... | 59 |
| 3.3. Dispositif et déroulement de la mesure du drainage et l'imbibition..... | 60 |
| a. Le drainage..... | 61 |
| b. L'imbibition..... | 62 |
| 4. Présentation des résultats..... | 63 |
| 4.1. Résultats de la mesure de perméabilité..... | 63 |
| a. Variations de la perméabilité en fonction du taux et du type d'argile..... | 64 |
| b. Variations de la perméabilité en fonction de la profondeur..... | 66 |
| 4.2. Résultats de la mesure de porosité..... | 68 |
| a. Résultats de la mesure de porosité initiale..... | 68 |
| b. Résultats de la mesure de porosité des échantillons consolidés..... | 69 |
| 4.3 Résultats de la mesure de l'imbibition..... | 71 |
| Chapitre 3 : Interprétation des résultats | |
| 1. Introduction..... | 72 |
| 2. Interprétation des résultats..... | 72 |
| 2.1. Interprétation des résultats d'identification du matériel sélectionné..... | 72 |
| 2.2. Interprétation des résultats des perméabilités et porosités : impact de l'argilosité..... | 74 |
| 2.2.1. Propriétés des argiles: Impact sur l'effet de gonflement..... | 75 |
| a. Le tétraèdre de silice SiO_4 (Te)..... | 75 |
| b. Le octaèdre d'alumine $\text{Al}_2(\text{OH})_6$ et éventuellement de magnésium $\text{Mg}_3(\text{OH})_6$ (Oc)..... | 75 |
| 2.2.2. Structure moléculaire microscopique des argiles..... | 77 |
| a. La kaolinite..... | 78 |
| b. L'illite..... | 78 |
| c. La montmorillonite..... | 78 |
| 2.2.3. Gonflement interfoliaire et interparticulaire..... | 79 |
| 2.2.4. La force de succion..... | 79 |
| 2.3. Interprétation des essais de drainage et imbibition..... | 80 |
| 2.3.1. Particules hydrophobes et particules hydrophiles – définitions..... | 81 |
| 3. Conclusion..... | 82 |
| 4. Recommandation..... | 83 |
| Référence bibliographie..... | 84 |
| Annexe 1 : Liste des normes utilisées | |
| Annexe 2 : Feuilles d'essais – Analyse granulométrique et sédimentométrique | |
| Annexe 3 : Morphoscopie – Photos | |
| Annexe 4 : Feuilles d'essais – Porosité | |
| Annexe 5 : Feuilles d'essais – Perméabilité | |

Symboles et notations

| Symbole | Désignation | Unité S.I | Unités usuelles |
|-----------|--|---------------------|---|
| C | coefficient de viscosité | - | - |
| C_c | facteur de courbure | - | - |
| C_u | coefficient d'uniformité | - | % |
| C_{liq} | concentration ionique du milieu liquide | ions/m ³ | ions/m ³ |
| D | diamètre d'un grain | - | mm, μm |
| e_c | la charge électronique d'un électron | Coulomb | franklin |
| F | facteur de formation de la roche | - | - |
| H_{cap} | hauteur de fluide dans le capillaire | m | m, cm |
| K | perméabilité | m/s | mD, D |
| k_b | constante de Boltzmann | - | - |
| m | coefficient de sédimentation | - | - |
| m_s | masse sèche | g | g, mg |
| P_A | force surfacique d'attraction de Van der Waals | | |
| P_c | pression capillaire | Pascal | j/mol |
| P_e | porosité efficace | - | % |
| P_m | pression moyenne de l'écoulement | | |
| P_o | porosité occluse | - | % |
| P_R | pression osmotique de répulsion | Pascal | j/mol |
| P_t | porosité totale | - | % |
| Q | débit | m ³ /s | cm ³ /s |
| r | rayons de pores | - | μm |
| r_{cap} | rayon capillaire | - | μm |
| R_o | résistivité de la formation saturée en hydrocarbures | Ωm | $\Omega m, \mu\Omega m$ |
| R_w | résistivité de la formation saturée en eau | Ωm | $\Omega m, \mu\Omega m$ |
| S | section d'un perméamètre | m ² | cm ² |
| S | surface spécifique du grain | m ² | μm^2 |
| S_g | saturation en gaz | - | % |
| S_o | saturation en huile | - | % |
| S_w | saturation en eau | - | % |
| S_{wir} | saturation irréductible | - | % |
| T | température absolue | Kelvin | Kelvin |
| t | temps | s | s |
| u | pression interstitiel | Pa | kPa, MPa |
| u_a | pression d'aire | Pa | kPa, MPa |
| u_w | pression d'eau u_w | Pa | kPa, MPa |
| u^* | pression interstitielle équivalente | Pa | kPa, MPa |
| V_s | volume du solide | m ³ | cm ³ , mm ³ , μm^3 |
| V_t | volume total | m ³ | cm ³ , mm ³ , μm^3 |
| V_v | volume des vides | m ³ | cm ³ , mm ³ , μm^3 |
| X | coefficient qui dépend du degré de saturation | - | - |

| Symbole | Désignation | Unité S.I | Unités usuelles |
|------------------|---|----------------|--------------------|
| \emptyset | porosité | - | % |
| Ω | somme des volumes des grains | - | μm^3 |
| α | coefficient de viscosité de l'eau | - | - |
| φ_{elec} | potentiel électrique | Volt | Volt |
| γ_d | poids volumique sec | N/m^3 | kN/m^3 |
| γ_{fl} | poids volumique du fluide | N/m^3 | N/m^3 |
| γ_s | poids volumique des grains solides | N/m^3 | kN/m^3 |
| γ_{LV} | tension superficielle des interfaces liquide/vapeur | N/m | joule/m^2 |
| γ_{SV} | tension superficielle des interfaces solide/vapeur | N/m | joule/m^2 |
| γ_{SL} | tension superficielle des interfaces solide/liquide | N/m | joule/m^2 |
| γ_w | poids volumique de l'eau | N/m^3 | N/m^3 |
| η | viscosité | Pa.s | poise |
| θ | angle de contact | rad | ° |
| θ_a | angle d'avance | rad | ° |
| θ_{cap} | angle de contacte liquide/ fluide | rad | ° |
| θ_r | angle de retrait | rad | ° |
| θ_s | angle statique | rad | ° |
| σ_{cap} | tension de surface | N/m | joule/m^2 |
| \mathcal{T} | tortuosité | | |

Liste des figures

| | |
|--|----|
| Figure 1-1 : Porosité dans les grés..... | 6 |
| Figure 1-2 : Schéma du réseau poreux..... | 6 |
| Figure 1-3 : Coupes d'échantillon de grés poreux obtenues à différentes profondeurs..... | 7 |
| Figure 1-4 : Porosité en fonction de la profondeur avec différents gradients géothermiques pour des grés..... | 7 |
| Figure 1-5 : Représentation schématique des formes de pores dans un matériau poreux..... | 9 |
| Figure 1-6 : Modèles typiques de porosité..... | 9 |
| Figure 1-7 : Image 2D visualise la morphologie des pore..... | 10 |
| Figure 1-8 : Espace des pores d'un grès de la mer du Nord obtenu par des mesures tomographique..... | 10 |
| Figure 1-9 : Fractures ouvertes vues au microscope..... | 11 |
| Figure 1-10 : Classification de la porosité selon Choquette et Pray ; 1970..... | 12 |
| Figure 1-11 : Photographies de lames minces illustrent la macro-porosité dans des roches carbonatés..... | 13 |
| Figure 1-12 : Les types de porosité dans les grés de Hassi Messaoud..... | 14 |
| Figure 1-13 : Modèle de capillaire tortueu..... | 19 |
| Figure 1-14 : Facteur de formation calculé à partir d'un graphique dépendant du coefficient de cimentation et facteur de tortuosité..... | 21 |
| Figure 1-15 : Schématisation des relations porosité/perméabilité dans les roches..... | 25 |
| Figure 1-16 : Angle de contact..... | 26 |
| Figure 1-17 : Angles de contact statique et dynamique..... | 27 |
| Figure 1-18 : Les tentions superficielles..... | 27 |
| Figure 1-19 : Variations des perméabilités relatives en fonction de la saturation en eau S_w | 29 |
| Figure 1-20 : Courbe de Drainage-Imbibition..... | 30 |
| Figure 1-21 : Courbes de pression capillaire..... | 32 |
| Figure 1-22 : Photographies de lames minces de roches saturées..... | 33 |
| Figure 1-23 : Relation entre perméabilité $S_{w,r}$ et porosité..... | 34 |
| Figure 2-1 : Schéma simplifié de l'analyse granulométrique..... | 38 |
| Figure 2-2 : Schéma simplifié de l'analyse sédimentométrique..... | 39 |
| Figure 2-3 : Courbes granulométriques et sédimentométriques des prélèvements de sables..... | 40 |
| Figure 2-4 : Le dispositif utilisé pour la détermination des carbonates par le calcimètre..... | 42 |
| Figure 2-5 : Le dispositif utilisé pour la détermination des éléments insolubles..... | 42 |
| Figure 2-6 : Le dispositif utilisé pour la détermination des sulfates..... | 43 |
| Figure 2-7 : Charte visuelle de Powers (1953)..... | 44 |
| Figure 2-8 : La morphoscopie par la loupe binoculaire..... | 45 |
| Figure 2-9 : Essai de gonflement libre à l'éprouvette sur des échantillons saturés par l'eau..... | 48 |
| Figure 2-10 : Essai de gonflement libre à l'éprouvette sur des échantillons saturés par hydrocarbur..... | 48 |
| Figure 2-11 : Mode préparatoire des mélanges sables/argiles..... | 50 |
| Figure 2-12 : La presse uni-axial qui a servi pour la consolidation et l'obtention de diverses carottes..... | 51 |
| Figure 2-13 : Procédure de consolidation des échantillons..... | 51 |
| Figure 2-14 : Gradient de pression..... | 52 |

| | |
|---|----|
| Figure 2-15 : Aspect de quelques échantillons suites à leur consolidation..... | 53 |
| Figure 2-16 : Dispositif de la mesure de perméabilité à œdomètre..... | 55 |
| Figure 2-17 : Etapes de la préparation de l'éprouvette d'échantillon pour la réalisation des mesures de perméabilité..... | 56 |
| Figure 2-18 : Le processus de déroulement de l'essai de perméabilité à l'œdomètre..... | 57 |
| Figure 2-19 : Etapes de la mesure de la masse volumique des grains solides au pycnomètre..... | 59 |
| Figure 2-20 : Etapes et dispositif de mesure de la porosité..... | 60 |
| Figure 2-21 : Variation de la perméabilité pour les échantillons à bentonite..... | 64 |
| Figure 2-22 : Variation de la perméabilité pour les échantillons à kaolinite..... | 65 |
| Figure 2-23 : Variation de la perméabilité pour les échantillons à illite..... | 66 |
| Figure 2-24 : La variation de la perméabilité des échantillons sous une pression correspondant à 1000m..... | 66 |
| Figure 2-25 : La variation de la perméabilité des échantillons sous une pression correspondant à 2000m..... | 67 |
| Figure 2-26 : La variation de la perméabilité des échantillons sous une pression correspondant à 3000m..... | 67 |
| Figure 2-27 : Variation de la porosité initiale en fonction du type d'argile..... | 68 |
| Figure 2-28 : Les variations de la porosité des échantillons sous une pression correspondant à 1000m..... | 70 |
| Figure 2-29 : Les variations de la porosité des échantillons sous pression correspondant à 2000m..... | 70 |
| Figure 2-30 : Les variations de la porosité des échantillons sous pression correspondant à 3000m..... | 70 |
| Figure 2-31 : Résultats de l'imbibition..... | 71 |
| Figure 3-1 : Corrélation entre la texture du matériau et sa valeur probable de conductivité hydraulique..... | 73 |
| Figure 3-2 : Photographies au microscope électronique à balayage des argiles..... | 75 |
| Figure 3-3 : a) Unité tétraédrique à cœur de silicium ; b) Schéma d'une couche de tétraèdre..... | 75 |
| Figure 3-4 : a) Unité octaédrique; b) Structure en couche à base d'octaèdre..... | 75 |
| Figure 3-5 : Observation au MEB d'une texture argileuse avant et après gonflement..... | 76 |
| Figure 3-6 : Eau absorbée et ions échangeables..... | 76 |
| Figure 3-7 : Structure particulière de la Kaolinite..... | 78 |
| Figure 3-8 : Structure particulière de l'illite..... | 78 |
| Figure 3-9 : Structure particulière de la montmorillonite..... | 79 |
| Figure 3-10 : variation de la tension de succion selon les types de formations et le taux de saturation en eau..... | 80 |
| Figure 3-11 : Aspect des gouttes d'eau sur une surface hydrophile et une surface hydrophobe..... | 81 |

Liste des tableaux

| | |
|---|----|
| Tableau 1-1 : Classification des propriétés pétrophysiques des roches réservoirs, symboles et unités de mesures..... | 4 |
| Tableau 1-2 : Porosité totale et efficace de quelque formation sédimentaire..... | 15 |
| Tableau 1-3 : Principales méthodes de mesure de la porosité..... | 16 |
| Tableau 2-1 : Localisation des zones de prélèvements sableux..... | 37 |
| Tableau 2-2 : Résultats de l'analyse granulométrique et sédimentométrique..... | 40 |
| Tableau 2-3 : Résultats de l'analyse chimique..... | 43 |
| Tableau 2-4 : Résultats de l'étude morphoscopique se rapportant aux échantillons sélectionnés dans le cas d'étude..... | 46 |
| Tableau 2.5 : Résultats de l'essai de gonflement libre à l'éprouvette..... | 49 |
| Tableau 2-6 : Relation entre la pression de surcharge et la porosité d'un réservoir..... | 53 |
| Tableau 2-7 : La désignation et les caractéristiques des échantillons confectionnés au laboratoire..... | 54 |
| Tableau 2-8 : Résultats de la mesure de perméabilité sur les carottes artificielles confectionnées avec différents types et fractions de ciment argileux..... | 63 |
| Tableau 2.9 : Résultats de la mesure de la porosité initiale présence de différents liants..... | 68 |
| Tableau 2-10 : Résultats de la mesure de porosité des échantillons consolidés avec les différents types et fractions de liants..... | 69 |
| Tableau 2-11 : Résultats de la mesure de l'imbibition..... | 71 |
| Tableau 3-1 : Principales caractéristiques des familles d'argiles..... | 77 |

Introduction générale

1. Aperçu

L'exploration et l'exploitation des hydrocarbures utilisés comme source d'énergie dite fossile, ainsi que les ressources hydriques souterraines rappellent leur grand intérêt, tant scientifique qu'économique. Cet intérêt se manifeste pour les emmagasineurs et écoulements, particulièrement multiphasiques, et notamment dans le domaine pétrolier, comme un focus très complexe.

L'optimisation de l'exploitation des gisements implique une maîtrise des caractéristiques pétrophysiques des roches réservoirs. Ces dernières constituent un milieu poreux naturel à écoulement monophasique à polyphasique. Si ces roches réservoirs sont, dans la quasi-totalité des cas sédimentaires (grés ou des calcaires), leurs caractéristiques pétrophysiques sont quant à elles très variables d'un gisement à l'autre, voire au sein d'un même gisement.

Des travaux antérieurs décrivent la caractérisation de l'espace poreux des roches réservoirs comme une étape importante dans la compréhension et la prévision des déplacements des fluides au sein de ces roches (*Benzagouta*, 1991, *Selley*, 1998, *Fernandes & al*, 2012). Les propriétés pétrophysiques des roches et les paramètres les contrôlant sont variables. Dans un réservoir considéré, la porosité et la perméabilité sont la base d'une accumulation et aussi de mobilité du fluide. Cependant plusieurs paramètres peuvent contrôler ces caractéristiques. Dans ce contexte, plusieurs travaux ont été réalisés évoquant la relation perméabilité, porosité et sédimentologie. Des travaux ont été achevés concernant la texture et son impact sur les caractéristiques pétrophysiques. La qualité du réservoir peut être déterminée à base de la forme et la géométrie des pores ainsi que leur distribution. Différentes méthodes peuvent être appliquées dans ce contexte. Détails dans ce rang ont été fournis à base du M.I.C.P (*Mercury Injection Capillary Pressure*) ou la distribution des pores et leur taille influe sur le stockage ainsi que le fluide résiduel et mobile. Plusieurs investigations ont été achevées dans ce contexte. (*Coskun & al*, 1993) en travaillant sur les effets de la composition minéralogique ainsi que la texture et l'effet diagénétique trouvent que le réservoir peut varier selon la variation de ces paramètres. L'effet d'une immaturité du milieu poreux influence l'impact de la fraction fine à taux variés et a type différents. Cette situation peut créer des microbarrière ou réduire le volume poreux résultant en une mauvaise qualité du réservoir. Cette

caractérisation provoque aussi le phénomène de gonflement mais à différents degrés dépendant du type et taux d'argiles respectivement. Le phénomène hydrophobe et hydrophile dus au comportement de la matière simule les écoulements dans un réservoir.

2. Objectifs de l'étude

Tenant compte de cette problématique une investigation surtout expérimentale avec simulation d'un réservoir devient intéressante. Elle aura comme objectif:

- Une confection de carottes à base de divers sables collectés de sites sélectifs avec une caractérisation de perméabilité et porosité conditionnées par une simulation de réservoir.
- Introduction d'une fraction argileuse, avec taux et type varies, considérée comme liant et qui sera examinée pour le caractère gonflant et pour l'effet sur la circulation des fluides.
- La circulation des fluides et leurs propriétés dans l'espace poreux sera aussi approchée pour le cas monophasé et diphasé. Cette approche permettra de cibler l'effet de mouillabilité ainsi que le drainage et l'imbibition.
- Les résultats obtenus seront aussi interprétés avec conclusion et recommandation. Toute la recherche menée sera coiffée par une littérature se rapportant aux spécificités du sujet de recherche.

Le choix des roches gréseuses a été motivé par le fait que tous les gisements exploités en Algérie sont forés dans ce type de faciès et que la production mondiale est issue à 90 % de formations siliclastiques (*Crawford & al.*, 2004).

1. Introduction

Dans la théorie chaque roche peut se comporter comme roche réservoir pouvant emmagasiner des fluides: eau, huile ou gaz. Dans la pratique, les grés et les carbonates peuvent constituer l'essentiel de ces réservoirs surtout dans le conventionnel. Cependant certains réservoirs peuvent se constituer dans le non-conventionnelle exemple: les argiles et certaine roches métamorphiques. Un des objectifs dans ce chapitre est de définir les milieux poreux, leur habilité à faire circuler le fluide et les paramètres contrôlant ces caractéristiques.

2. Les roches réservoirs

La roche réservoir est une roche poreuse et perméable. Ces caractéristiques lui permettent de pouvoir contenir des fluides (eau, pétrole, gaz,...). Avec leur contenu en fluide ces roches deviennent intéressantes économiquement surtout lorsqu'elles sont couvertes par une roche imperméable ne permettant pas au fluide de s'échapper. Ces roches ont un intérêt économique pouvant être plus important, si leur volume poreux est considérable et l'habilité de circulation de fluides est importante. La roche réservoir est appelée aussi roche magasin (*Benzagouta, 1991, 2001 & Selley, 1998*).

Les principales roches réservoirs sont généralement sédimentaires, constituées essentiellement de grés et/ou de carbonates 99% au total dans le cas du conventionnel (*Cossé, 1988*). Les conditions de dépôt sédimentaire et diagénétique de ces roches génèrent un grand impact dans la préservation de ces milieux poreux. Des facteurs important tels que la sédimentation, l'effet diagénétique (compaction et arrangement) et l'hétérogénéité contribuent dans la qualité et la préservation de ces réservoirs ainsi que la distribution des pores et leur taille (*Benzagouta, 2012, 2013*). Cependant, certains phénomènes tel que l'enfouissement suivi d'une dolomitisation ou fracturation peuvent être des processus favorables a une amélioration des caractéristiques pétrophysiques.

Pour constituer un réservoir exploitable, une roche doit présenter deux qualités : offrir conjointement aux fluides l'espace nécessaire pour en accueillir un volume suffisant et la possibilité pour ces fluides de circuler avec un taux d'irréductibilité faible (*Asquith & Gibson,*

1982). Il s'agit d'un milieu poreux dont les paramètres pétrophysiques sont développés traduisant une porosité effective élevée et une perméabilité permettant une circulation facile de fluide.

Dans un milieu poreux ou roches réservoirs le volume des vides est occupé par différentes phases fluides et gazeuses. L'ordre de ces différentes phases est important par rapport au solide (grains) (Selley, 1985). La présence d'eau dans le réservoir est d'origine interstitielle. Généralement cette eau accompagne la présence des hydrocarbures dans l'intergranulaire. La roche est imprégnée par ces fluides. Dans un réservoir la porosité a le rôle de stockage les fluides tandis que la perméabilité est liée à la productivité d'un puits.

3. Définition des propriétés pétrophysiques des roches réservoirs

La pétrophysique, comme l'indique l'étymologie du mot (du grec. *petra*, pierre et *ê physikê*, connaissance de la nature) est l'étude des propriétés des roches et de leurs interactions avec les fluides (gaz, des hydrocarbures liquides et des solutions aqueuses).

Les propriétés pétrophysiques sont classées en trois groupes (Berg, 1986) ; Le premier groupe de propriétés appelé primaires ou définitives (tableau 1-1).

Tableau 1-1 : Classification des propriétés pétrophysiques des roches réservoirs, symboles et unités de mesures (Berg, 1986)

| Propriété primaire (définitive) | Propriété secondaire (dépendante) | Propriété tertiaire (latent) |
|------------------------------------|--------------------------------------|---|
| Composition (%) | Porosité, \emptyset (%) | Résistivité, R (Ωm) |
| Texture (mm) | Perméabilité, K (md) | Spontaneous potentiel, SP (mV) |
| Structure sédimentaire (m) | Saturation, S (%) | Radioactivité, γ (counts/sec) |
| Morphologie (descriptive) | Densité, γ (g/cm^3) | Sonic travel time, Δt (μ sec/ft) |

Les propriétés primaires sont la composition minéralogique, la texture, les structures sédimentaires et la morphologie du réservoir. Ce groupe de propriétés fondamentales exerce un contrôle important sur les autres propriétés du réservoir. Le deuxième groupe est celui des propriétés dites secondaires ou dépendantes il inclut la porosité, la perméabilité, le degré de saturation en fluides et la densité.

Le contrôle des propriétés du premier groupe sur le deuxième est attesté par la porosité, qui est étroitement liée à la composition minérale, le type de ciment, les propriétés de la texture, la taille et le compactage des grains. Donc une connaissance des propriétés primaires pour un

réservoir donné est souvent un indicateur, au moins de façon qualitative des propriétés secondaires. Le troisième groupe des propriétés pétrophysiques, appelé tertiaire englobe l'ensemble des propriétés mesurables lors des forages et grâce aux logs géophysiques. Les propriétés tertiaires sont déterminées, dans une large mesure, par la composition minérale, la porosité et la nature des fluides dans la roche. Une saturation en fluide dans un milieu poreux, peut être aussi déterminée. Elle se base sur les logs diagraphiques.

3.1. La porosité

La porosité est l'ensemble des volumes de petite taille, ou pores (du latin *porus* et du grec *πορος*, ou *poros*, passage, conduit ou trou), pouvant être occupés par des fluides à l'intérieur d'une roche (*Selley*, 1998).

C'est une grandeur pétrophysique permettant l'évaluation de la capacité d'un milieu poreux à emmagasiner une quantité de fluide. La porosité (\emptyset) est aussi une valeur numérique définie comme étant le rapport entre le volume des vides ou pores (V_v) et le volume total (V_t) d'un milieu poreux.

$$\emptyset = V_v / V_t \text{ (exprimée en \%)}$$

On peut classifier les vides suivant leur coefficient de forme, rapport de la plus petite dimension sur la plus grande. On parle ainsi de pores ou de fissures selon leur cas (*Walsh & Brace*, 1966). Les pores au sens strict sont des vides de forme plutôt convexe, tandis qu'on désigne par fissures les vides à très faible coefficient de forme et d'épaisseur négligeable.

Suivant un modèle proposé par Bernabé (1991) et imagé par Fredrich, *et al.* (1993) sur les grès de Fontainebleau, on peut schématiser la porosité d'un grès exempt de particules argileuses, et par extension d'une roche granulaire, par trois types de vides, organisés en un réseau poreux tridimensionnel (figures 1-1 et 1-2). Les pores sont situés à l'intersection de quatre grains et dispersés dans la roche. Ils sont hérités de la genèse de la roche. Ils représentent une grande part du volume poreux au sein des roches de type granulaire, mais ne contribuent à la circulation des fluides que s'ils sont connectés entre eux par l'intermédiaire de pores cylindriques plus aplatis, en forme de "tubes" ou de "fentes" ou "fissures", situés respectivement entre trois ou deux grains.

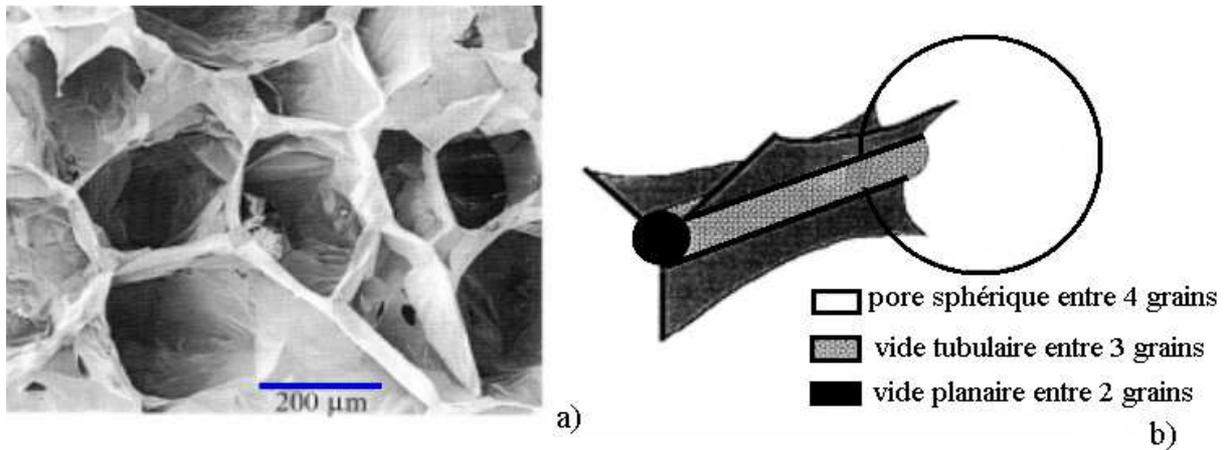


Figure 1-1 : Porosité dans les grés

- a) image en microscopie électronique du planaire réseau poreux rempli de résine d'un grés de Fontainebleau de porosité 4% après dissolution des grains à l'acide (Guéguen et al., 1986)
 b) modèle de la porosité dans un grés d'après Bernabé (1991)

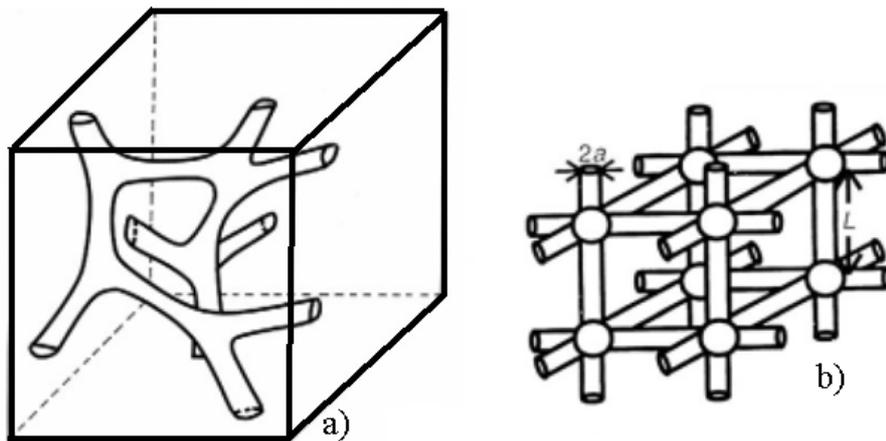


Figure 1-2 : Schéma du réseau poreux

- a) schématisation de la porosité dans un grés d'après (Guéguen & al., 1986)
 b) modèle de réseau poreux (tubes et de pores nodaux) (Zhu & al., 1995)

La compaction géologique peut réduire considérablement la porosité, la figure 1-3 montre différentes coupes d'échantillons de grés poreux prélevés lors d'un forage mais à des profondeurs différentes. On remarque que généralement la porosité primaire décroît avec l'augmentation de la profondeur.

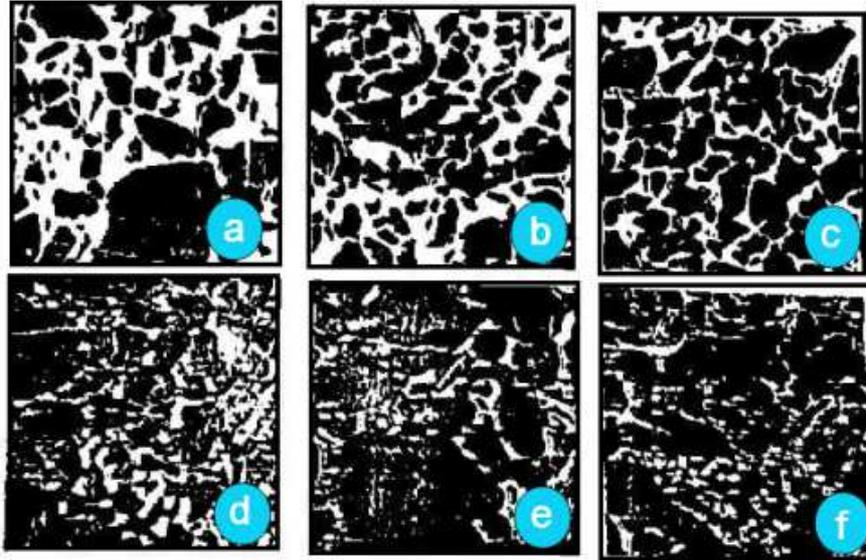


Figure 1-3 : Coupes d'échantillon de grés poreux obtenues à différentes profondeurs
 (a) $\emptyset = 27\%$, profondeur = 1000-1500m ; (b) $\emptyset = 23\%$, profondeur = 1700-1900m
 (c) $\emptyset = 18\%$, profondeur = 2000-2300m ; (d) $\emptyset = 16\%$, profondeur = 2500-2700m
 (e) $\emptyset = 13\%$, profondeur = 2800-3000m ; (f) $\emptyset = 10\%$, profondeur > 3000m (Maxime, 2003)

Des gradients de décroissance de la porosité en fonction de la profondeur ont été établis. Sur la figure 1-4 on constate bien la réduction de la porosité avec l'enfouissement.

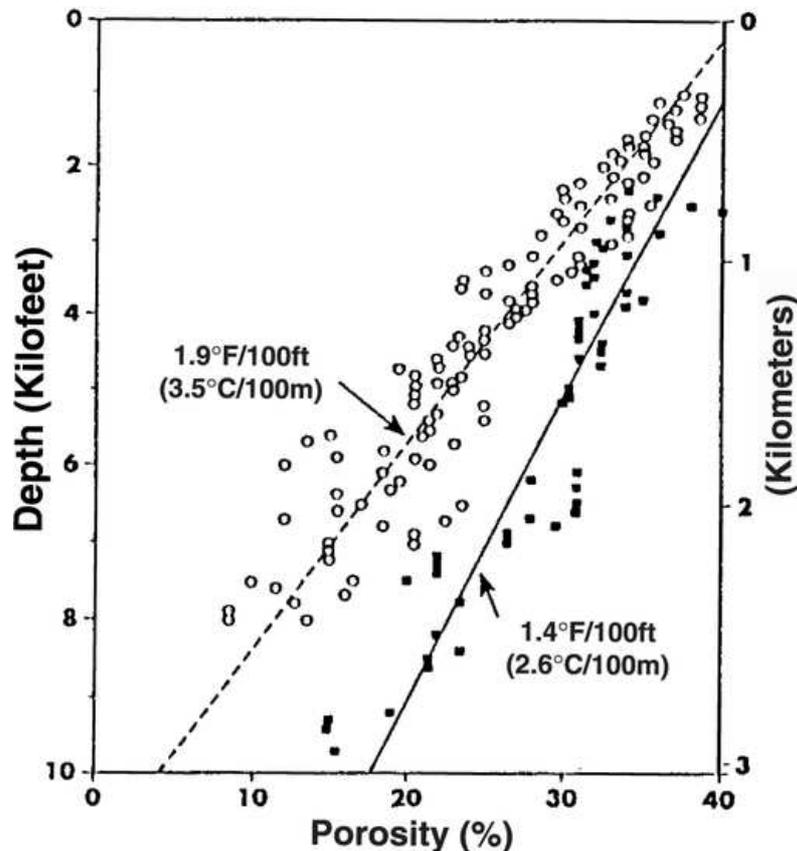


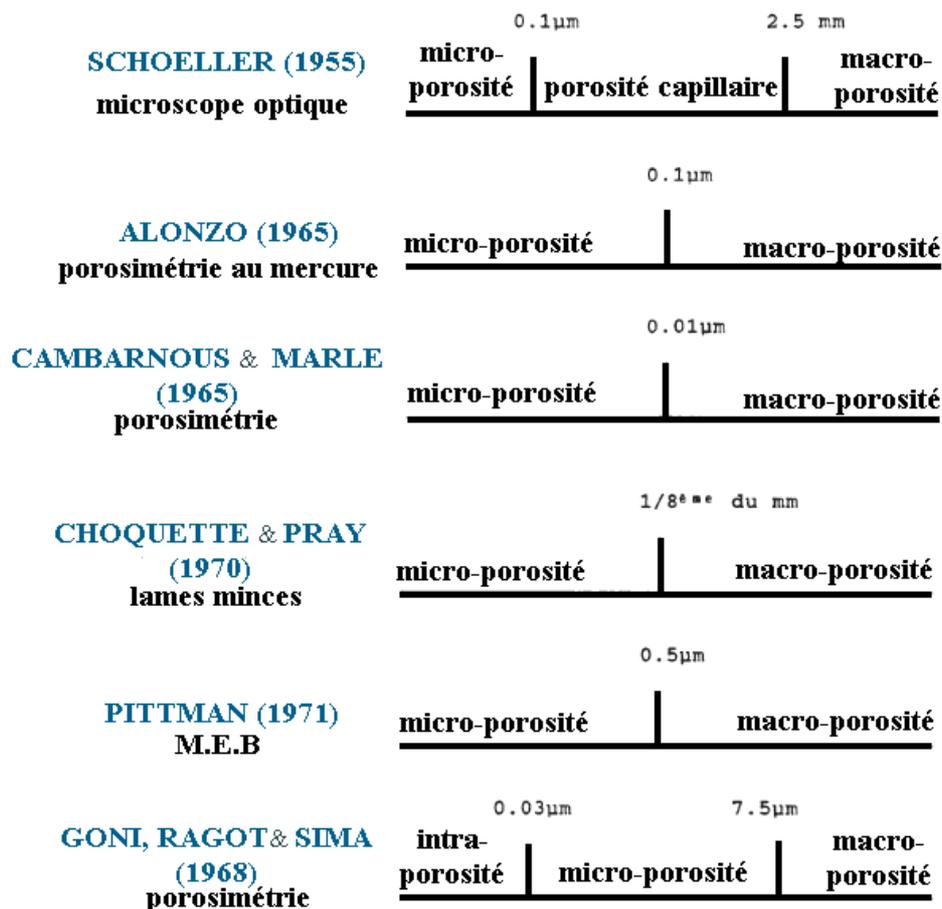
Figure 1-4 : Porosité en fonction de la profondeur avec différents gradients géothermiques pour des grés Miocène et Pliocène de deux puits - bassin de Queen Charlotte Canada (Wilson, 1994)

3.1 .1. Taille et géométrie des pores

La complexité des structures de pores nécessite d'en définir les types et de les classer car tous les pores n'interviennent pas de la même manière dans les phénomènes de transport.

a. Classification de la porosité basée sur la taille

Un milieu poreux englobe des pores de différentes tailles. Différentes classifications ont été établies. Ainsi on distingue parmi les classifications les plus connues :



D'autres classifications plus récentes telles que celle proposée par Yu et Oguchi (2010) considère des limites de porosité micro/méso et méso/macro respectivement égales à 0,1 et 5 μm , qui se justifient davantage car elles correspondent respectivement aux limites basses du transport liquide par capillarité et à la taille des pores qui participent de manière efficace à la dégradation des matériaux par les sels. Les pores de taille inférieure à 5 μm participent à l'ascension capillaire des solutions. La seconde limite de 0,1 μm est caractéristique des pores dans lesquels les phénomènes de condensation se produisent et sont également impliqués dans la génération d'une pression de cristallisation des sels (Rijners, 2004). Ces dernières valeurs diffèrent peu de celles définies par Arnold et Zehnder (1989) qui observent la cristallisation préférentielle des sels dans une gamme de pores comprise entre 0,5 à 5 μm .

b. Classification de la porosité basée sur la forme

La forme des macropores s'écarte de la sphéricité utilisée dans le modèle numérique. Dès 1993 Fitzner a proposé une représentation "idéalisée" des formes de pores possibles qui est encore d'actualité à ce jour lors d'études strictement descriptives (figure 1-5). Le développement de techniques actuelles d'acquisition d'images réduit l'intérêt de ces descriptions. C'est le cas de la microtomographie X, qui permet d'accéder à des coupes radiologiques sériées (Bentz et al., 2000) pour lesquelles la connectivité entre les pores peut être "visualisée" et les relations porosité-perméabilité quantifiées.

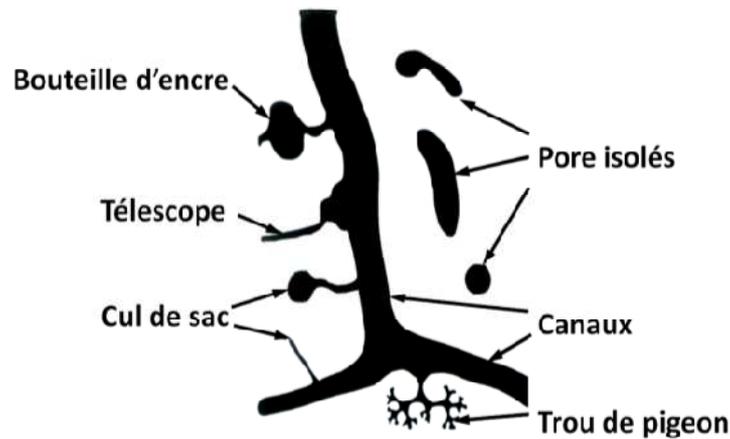


Figure 1-5 : Représentation schématique des formes de pores dans un matériau poreux (Fitzner, 1993)

Le réseau poreux est constitué d'une combinaison de pores et/ou de fissures interconnectés (figures 1-5 et 1-6). La circulation des fluides dans le réseau poreux est contrôlée essentiellement par les pores dont le rapport de forme est faible (fissures, joints de grains, tubes). Les pores dont le rapport de forme sont élevés et ceux situés en bout de chemin (cul de sac) contribuent fortement à l'emmagasinement du fluide.

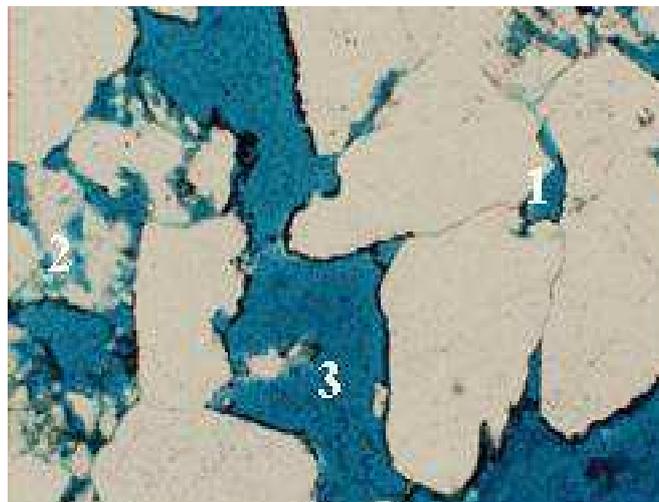


Figure 1-6 : Modèles typiques de porosité : 1. porosité isolée, 2. porosité de dissolution et 3. porosité intergranulaire, des réservoirs gréseux (Benzagouta et al, 2001)

Les milieux poreux ont une géométrie complexe. Pour illustration, les figure 1-7 et 1-8 montre l'espace des pores tel qu'il se présente dans les roches réservoirs.

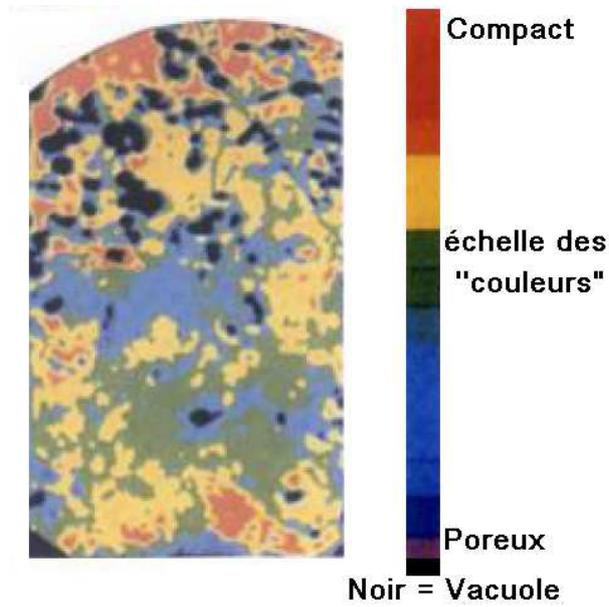


Figure 1-7 : Image 2D visualise la morphologie des pores (René, 1988)

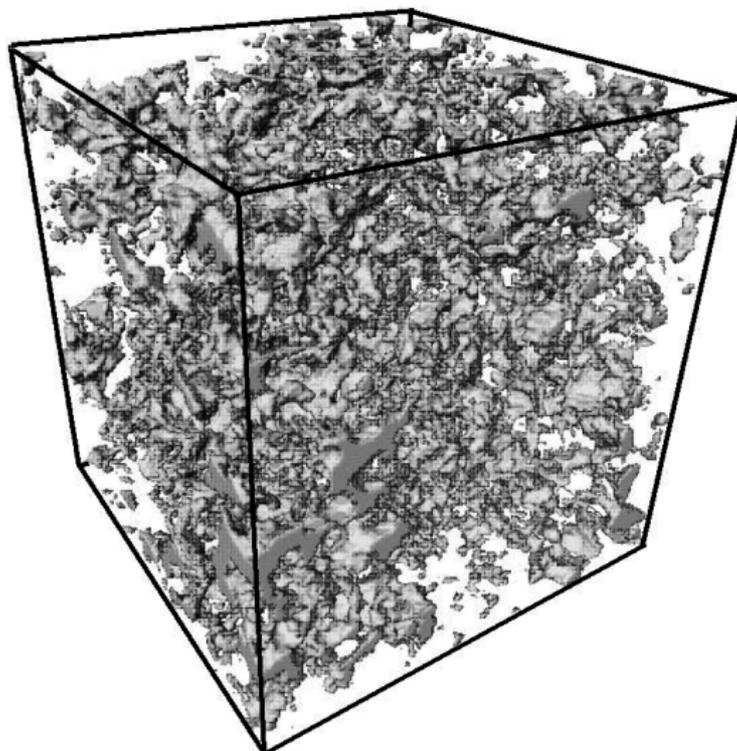


Figure 1-8 : Espace des pores d'un grès de la mer du Nord obtenu par des mesures tomographiques (données Statoil)

c. La classification de Choquette et Pray

Cette classification concerne les roches carbonatées et elle est très utilisée, elle consiste essentiellement à définir l'espace poreux comme le complément du squelette solide dont la description est plus facile et les formes sont connues des pétrographes (figures 1-10 et 1-11).

Cette classification définit :

- Porosité intercrystalline : l'espace poreux est compris entre les cristaux.
- Porosité intergranulaire : l'espace poreux est compris entre les grains.
- Porosité intragranulaire : l'espace poreux à l'intérieur des grains.
- Porosité moldique (de dissolution) : porosité obtenue par dissolution complète du grain.
- Porosité fenestrée : cette macroporosité est le plus souvent totalement occluse, donnant ce que l'on appelle des birds-eyes ou structure fenestrée. Il s'agit de bulles d'air piégées lors de la sédimentation et qui forment des pores plus ou moins sphériques entre les éléments.
- Porosité de fracture : porosité secondaire ou tardive liée à la fracturation voir la figure 1-9.



Figure 1-9 : Fractures ouvertes vues au microscope, bien illustrées par le bleu de méthylène, échantillon pris en mer du Nord ($1\text{ cm}=193\ \mu\text{m}$), (Benzagouta et al, 2001)

La description peut s'affiner en faisant intervenir la dépendance entre la porosité et la structure initiale de la roche lors de son dépôt. On distinguera deux grands types (figures 1-10 et 1-11) : la porosité « fabric-selective » qui dépend directement de la structure initiale et la porosité « non fabric-selective » qui est surimposée à la structure par la fracturation ou l'altération.

Ce type de classification présente l'avantage de bien situer l'évolution de la porosité mais sans quantification des dimensions de l'espace poreux. Ainsi l'application de cette classification à la pétrophysique reste souvent générale.

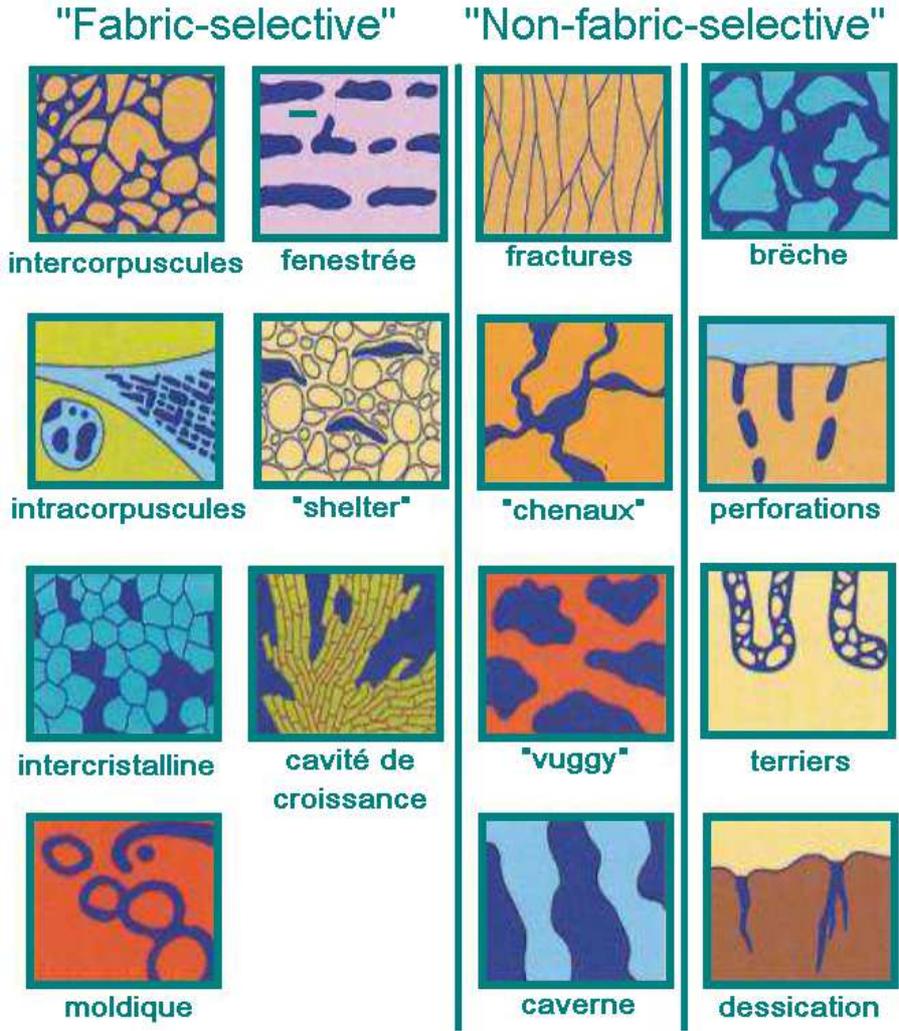


Figure 1-10 : Classification de la porosité selon Choquette et Pray ; 1970

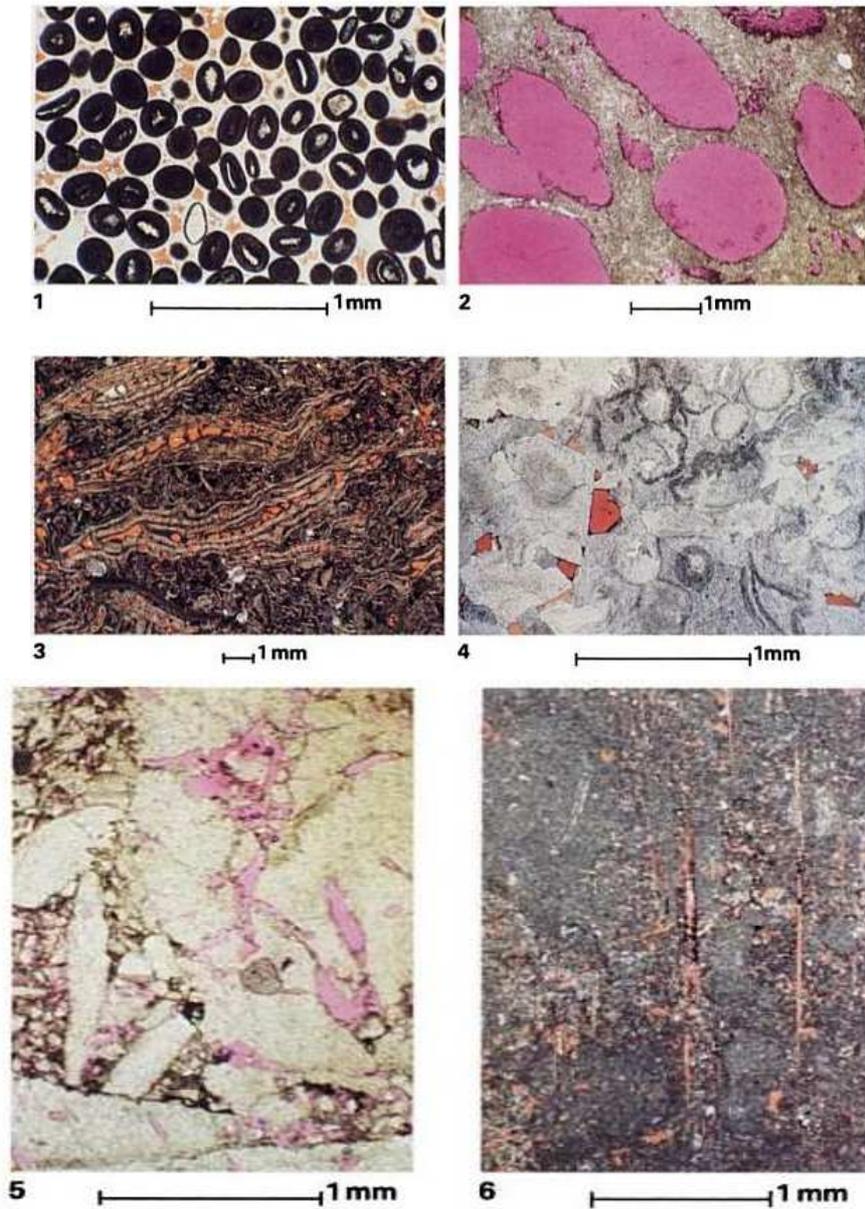


Figure 1-11 : Photographies de lames minces illustrent la macro-porosité dans des roches carbonat es satur es de résine color e (Bourbié & al., 1986)

Porosité fabric selective

1. Porosité intergranulaire. Calcaire oolithique.
2. Porosité moldique. Grands pores dus à la dissolution complète de micro-fossiles.
3. Porosité intragranulaire. Calcaire   Nummulites.

Porosité non fabric selective

4. Reste de porosité vacuolaire oolithique totalement dolomitisé.
5. Porosité de canaux. Microfissures agrandies par dissolution.
6. Porosité dans des stylolithes.

A titre d'exemple les grès de Hassi Messaoud montrent plusieurs types de porosité avec des origines diverses comme le montre la figure 1-12.

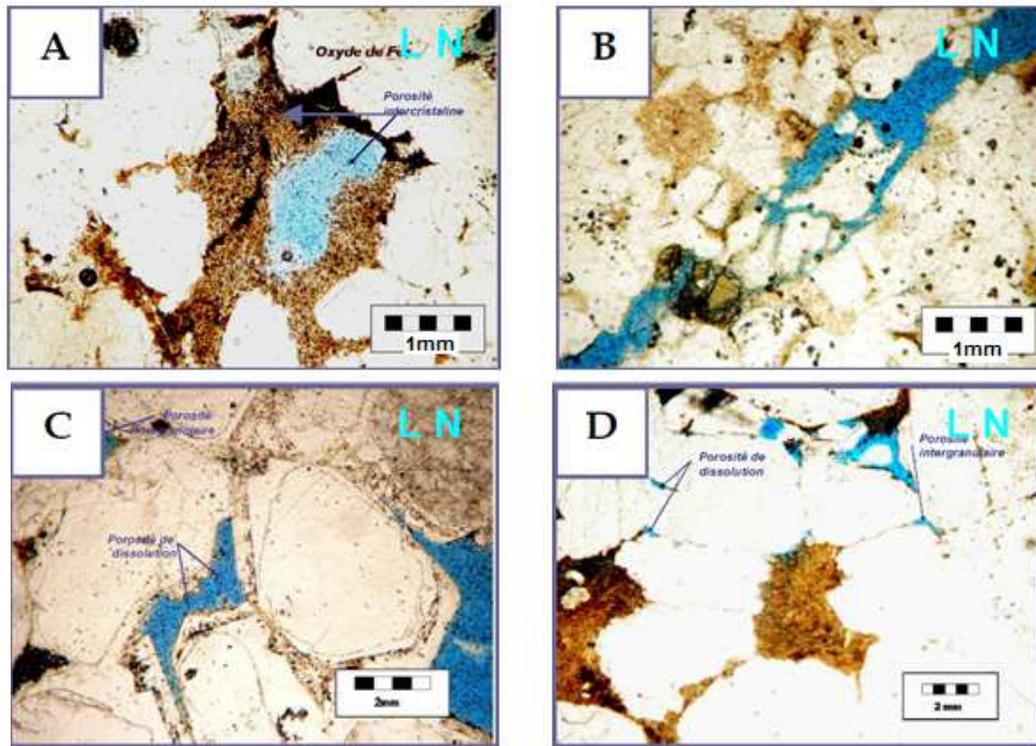


Figure 1-12 : Les types de porosité dans les grés de Hassi Messaoud

A : Microporosité intercrystalline ; cote 3372.5/puits 1. B : Porosité de fracturation ; cote 3371.5/puits 1. C : Porosité intergranulaire et de dissolution ; cote 3374/puits 1. D : Porosité de dissolution ; cote 3373/puits 1. (Donnée SONATRACH)

La porosité totale (P_t) qui est strictement le rapport du volume des vides sur le volume total du milieu, sa connaissance ne donne pas d'indication sur la dimension des espaces vides, leur distribution ou leur degré de connectivité. Ce décompose en :

- Porosité efficace (P_e) également dite porosité connecté, dynamique ou de drainage, qui est le volume des vides reliés à l'extérieur elle correspond à la partie de la porosité dans laquelle le fluide pourra circuler.
- Porosité occluse (P_o) dans la plupart des milieux poreux naturels la porosité occluse est rare et non accessible aux fluides. Comme elle est totalement déconnectée du réseau poreux son importance est quasiment nulle.

Comme indiqué dans le tableau 1-2, la proportion de la porosité efficace, par rapport à la porosité totale varie beaucoup d'une formation à l'autre. L'écart le plus notable est celui de l'argile dont la porosité totale peut attendre 50%, mais sa porosité efficace est réduite à 2% au maximum.

Tableau 1-2 : Porosité totale et efficace de quelque formation sédimentaire (René, 1988)

| Roches poreuses | Pt (%) | Pe (%) |
|--------------------|---------|---------|
| Sable et gravier | 25 à 40 | 15 à 25 |
| Sable fin | 30 à 35 | 10 à 15 |
| Argile | 40 à 50 | 1 à 2 |
| Craie | 10 à 40 | 1 à 5 |
| Calcaire (fissuré) | 1 à 10 | 10 à 50 |

La porosité efficace des roches varie entre < 1% et > 40% on dit souvent que la porosité est :

- Faible si $\emptyset < 5\%$
- Médiocre si $5\% < \emptyset < 10\%$
- Moyenne si $10\% < \emptyset < 20\%$
- Bonne si $20\% < \emptyset < 30\%$
- Excellente si $\emptyset > 30\%$. (René, 1988)

3.1.2. Mesures de la porosité

Il existe deux catégories de méthodes de mesure de la porosité : directe et indirecte

a. Les méthodes directes

Les mesures de la porosité par les méthodes directes se font au laboratoire sur des échantillons extraits des forages. Ces méthodes consistent à mesurer le volume du solide (V_s) qui est donné par la formule :

$$V_s = V_t - V_v$$

Il suffira donc de mesurer deux de ces trois volumes pour calculer la porosité. Les méthodes de mesure les plus classiques sont résumés dans le tableau 1-3.

En réalité ces méthodes ne sont pas équivalentes. Si la détermination du volume totale ne pose pas de problème théorique, il n'en est pas de même pour la détermination des autres volumes (V_v) et (V_s), étroitement liés. Les méthodes ③, ④ et ⑤ (tableau 1-3) ne prennent en compte que les pores reliés à l'extérieur alors que les méthodes ⑥ en partie et ⑦ en totalité prennent en compte tous les vides.

Tableau 1-3 : Principale méthodes de mesure de la porosité (Bourbié & al., 1986)

| Volume mesuré | Référence dans le texte | Méthodes de mesure |
|----------------------------|-------------------------|--|
| Volume total (V_t) | ① | <u>Poussée d'Archimède dans le mercure</u> : le mercure liquide non mouillant, ne pénètre pas sans pression dans les pores. On obtient une mesure très précise du (V_t) |
| | ② | <u>Mesure directe au comparateur</u> : cette méthode ne convient que pour les échantillons de formes très régulières |
| Volume des pores (V_v) | ③ | <u>Prise de fluide mouillant par saturation totale sous vides</u> : on obtient directement (V_v) par différence de poids sec et saturé |
| Volume du solide (V_s) | ④ | <u>Compressibilité d'un gaz parfait</u> : on trace le diagramme pression-volume injecté dans une enceinte d'abord vide puis contenant l'échantillon. Par différence on calcule le (V_s) dont on néglige la compressibilité |
| | ⑤ | <u>Poussée d'Archimède dans un fluide mouillant saturant totalement le corps poreux</u> : par différence entre le poids sec et le poids immergé on mesure directement (V_s) |
| | ⑥ | <u>Mesure de la masse volumique du solide</u> : après broyage fin du corps poreux |
| | ⑦ | <u>Calcul de la masse volumique du solide</u> : par analyse quantitative des minéraux le constituant |

b. Les méthodes indirectes

Les mesures de porosité par les méthodes indirecte sont basé sur la géophysique grâce aux :

- Neutron CNL (Compensated Neutron Log)
- FDC (Formation Density Compensated)
- Sonic

Les mesures par diagraphies électriques se font en se basant sur la formule d'Archie qui lie le facteur de formation (F) avec la porosité, mais également à la forme et la taille des pores, qui elle-même en fonction avec la résistivité de la formation.

$$F = \frac{a}{\phi^m} = \frac{R_o}{R_w}$$

Où :

a : coefficient empirique (0.81 pour les sables ; 1 pour les roches compactes)

m : coefficient de sédimentation = 2.

R_o : résistivité de la formation saturée en hydrocarbures

R_w : résistivité de la formation saturée en eau

Ces méthodes sont bien expliquées concernant le fonctionnement de l'outil, son enregistrement et sa lecture. Schlumberger (1989), AAPG, (1986) Selley, (1998, 1985) et

Benzagouta (1991, 2001) sont des documents expliquant en détails tous les paramètres pétrophysiques leur utilisation, leur possible combinaison ainsi que leur interprétation et les corrections à porter.

3.2. La perméabilité

La perméabilité caractérise la capacité d'un milieu poreux à laisser circuler, à travers l'échantillon considéré de section (A) et longueur données (L) et sous une différence de pression (ΔP) (pression d'entrée et pression de sortie), des fluides (liquides ou gaz). Cette perméabilité est contrôlée par les propriétés des fluides et aussi de la roche réservoir.

Les premières expériences connues sur la perméabilité ont été réalisées par Darcy en 1856. Un filtre poreux homogène est placé dans un tube de section (S), en introduisant un fluide incompressible de viscosité (η) et en mesurant le débit (Q) ainsi que la pression du fluide par deux manomètres latéraux placés à l'entrée ($P1$) et à la sortie du tube ($P2$); Darcy a constaté qu'il y a une relation entre les pressions ($P1$) et ($P2$) indiquées par les manomètres, les caractéristiques géométriques du tube (section S et longueur L) et le débit qui s'écrit :

$$Q = S \cdot K/\eta (P2 - P1/h)$$

Où K est la perméabilité intrinsèque ou la perméabilité d'un milieu qui s'exprime en Darcy ou en millidarcy et (η) est la viscosité du fluide.

Le Darcy est la perméabilité d'un milieu poreux qui, sous la différence de pression de une atmosphère (760mm Hg - 101325Pascals) par centimètre laisse s'écouler à travers une section de 1cm^2 un débit de $1\text{cm}^3 /\text{s}$ pour un fluide de viscosité dynamique égale à 1 centipoise.

(1 Poise = $1 \text{ g cm}^{-1} \text{ s}^{-1} = 10 \text{ Pa}^{-1} \text{ s}$)

Le facteur de proportionnalité (k) est appelé coefficient de perméabilité ou conductivité hydraulique. La dimension de (k) est celle d'une vitesse. La loi de Darcy exprime la proportionnalité entre un flux hydraulique et la force motrice responsable de ce flux (gradient de hauteur piézométrique). Un inconvénient majeur de la loi de Darcy sous la forme précédente est que le coefficient de perméabilité (k) dépend non seulement des propriétés du matériau, mais aussi des propriétés du fluide (notamment sa viscosité η). Une formulation plus générale de la loi de Darcy est préférable :

$$\frac{Q}{S} = \frac{k}{\eta} \frac{\Delta P}{L}$$

Le paramètre (k) est la perméabilité intrinsèque du milieu poreux traversé. La perméabilité est homogène à une surface : son unité SI est donc le m^2 . En pratique, on utilise souvent comme

unité le *Darcy*, avec l'équivalence $1 \text{ Darcy} = 0,987 \cdot 10^{-12} \text{ m}^2$. Par comparaison on voit que $k = (\rho g / \eta) k$ et donc pour de l'eau à 20°C, on a la correspondance suivante $1 \text{ Darcy} = 0,96 \cdot 10^{-5} \text{ m/s}$. La gamme des perméabilités rencontrées dans les roches réservoirs est très étendue ; elle varie de 0.1mD à 10D. On peut employer les termes suivants pour spécifier la valeur de la perméabilité (*René*, 1988) :

- < 1mD : très faible
- 1 à 10mD : faible
- 10 à 50mD : médiocre
- 50 à 200mD : moyenne
- 200 à 500mD : bonne
- > 500mD : excellente

3.2.1. Catégorie de la perméabilité

On distingue trois catégories de perméabilité :

- La perméabilité absolue, ou intrinsèque, c'est la perméabilité mesurée avec un seul fluide présent, tel que la perméabilité à l'air ou la perméabilité à l'eau.
- La perméabilité effective, elle exprime la propriété d'un milieu à être traversé par deux fluides non miscibles entre eux. Ainsi, la coexistence de deux fluides non miscibles (1) et (2) dans un milieu poreux entraîne l'écoulement simultané de ces deux fluides lorsque ce milieu est soumis à une perte de charge ou une différence de pression. Il convient d'écrire pour chacune des deux phases la loi de Darcy dite "généralisée":

$$Q_1 = \frac{S}{\eta_1} \cdot \frac{\delta P}{h} \cdot k_1 \qquad Q_2 = \frac{S}{\eta_2} \cdot \frac{\delta P}{h} \cdot k_2$$

k_1 et k_2 représentent les perméabilités effectives respectivement au fluide (1) et au fluide (2). Elles dépendent non seulement du milieu poreux lui-même, mais des pourcentages respectifs des différents fluides présents dans les pores ou saturations respectives.

- La perméabilité relative, elle exprime le rapport de la perméabilité effective à la perméabilité absolue. Cette perméabilité varie entre 0 et 1. On l'exprime généralement en pourcentage (%). Elle est fonction de la saturation.

3.2.2. La tortuosité et le facteur de formation

En assimilant l'échantillon poreux à un faisceau de tubes capillaires non rectilignes, le chemin de parcours (L_e) dans ces capillaires est supérieur à la longueur de l'échantillon (L), (figure 1-13). La tortuosité (T) est le carré du rapport L_e/L .

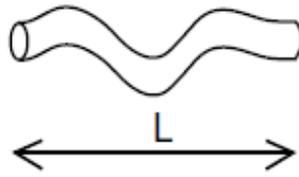


Figure 1-13 : Modèle de capillaire tortueux. La longueur effective L_e du capillaire est repliée sur une longueur L (flèche). (Maxime, 2003)

D'autre part, la résistivité d'un milieu poreux (R_o), est liée à celle du fluide qui l'imprègne (R_w) par la relation :

$$R_o = F R_w$$

(F) étant le facteur de formation de la roche.

Les travaux de Wyllie et Rose (1950) ont montré l'existence de la relation suivante:

$$T = (F \cdot \phi)^2$$

(T) est la tortuosité qui est en relation directe avec le facteur de formation. D'autre part, il semble que ce facteur (F) soit directement lié (par une relation simple) à la porosité.

En effet, Archie (1942) a prouvé que le facteur (F) ne dépend que de la géométrie du milieu poreux, en admettant que le chemin suivi par le courant électrique dans un milieu poreux saturé par une solution électrolytique est identique à celui qui est suivi par les particules en mouvement soumises à un gradient de pression. Il a proposé une relation empirique simple, connue sous le nom de "première loi d'Archie", qui relie la porosité au facteur de formation :

$$F = \phi^m$$

Avec m indice de cimentation et n la porosité non continue en $\emptyset = 1$

La généralisation de cette loi pour les formations poreuses propres s'écrit :

$$F = a n^{-m}$$

a est le paramètre qui dépend de la nature de la roche, dans la littérature on trouve :

Pour les grès $a = 0.62$ et $m = 2.15$

Pour le calcaire oolithique $a = 1$ et $m = 1.91$

Pour le calcaire à entroques $a = 1$ et $m = 2.05$

Nous signalons que la mesure du facteur de formation dépend de nombreux facteurs secondaires tels que la température ambiante, les dimensions de l'échantillon, les hétérogénéités locales, la concentration ionique de la solution électrolytique et de l'appareil de mesure.

Des Chartes établies par the American Association Petroleum Engineering, Schlumberger, Backer Hughes ont permis de déduire ce facteur (F) selon la figure 1-14.

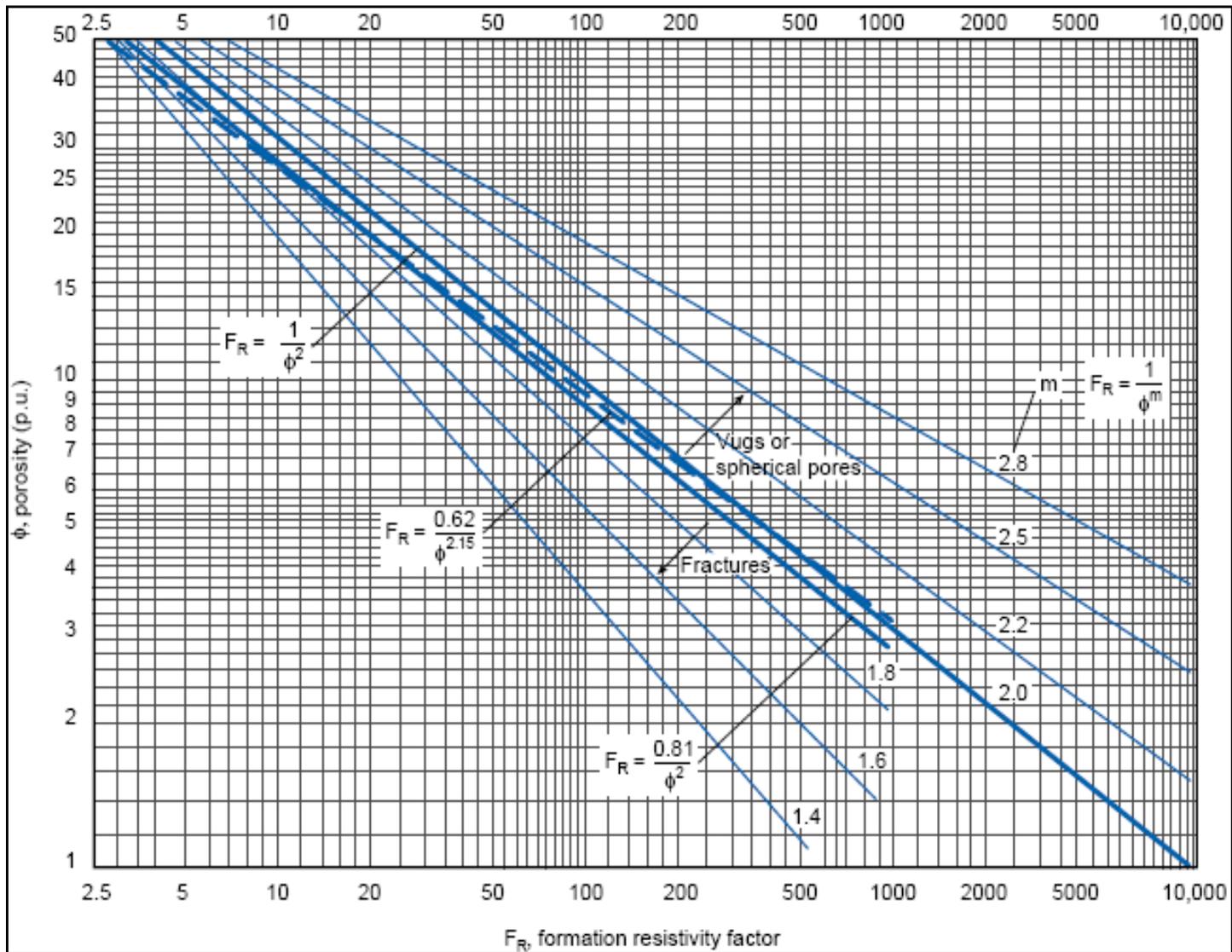


Figure 1-14 : Facteur de formation calculé à partir d'un graphique dépendant du coefficient de cimentation et facteur de tortuosité (AAPG, Backer Ughues, Schlumberger, 1986, 1987)

3.2.3. Formules utilisées pour le calcul de la perméabilité

La perméabilité d'une roche est entièrement déterminée par la géométrie de son réseau de porosité. La relation entre les deux est cependant loin d'être évidente, et nombre de modèles ont été développés pour estimer la perméabilité à partir des propriétés microstructurales des roches. Dans tous ces modèles, le problème clé consiste à déterminer une longueur caractéristique pour les processus de transport de fluide : en effet une telle échelle de longueur doit exister, puisque la perméabilité, d'un point de vue dimensionnel, est homogène à (L^2). Le problème posé consiste à établir un lien entre l'échelle microscopique, celle des pores et des grains et l'échelle macroscopique celle à laquelle est définie la perméabilité. Dans le modèle de milieu équivalent, la longueur caractéristique est définie à partir de grandeurs macroscopiques très simples, à savoir le volume de porosité (V_v) et l'aire (A_p) de l'interface pore-solide (Bérest & AL, 2000).

Différentes équations ont été formulées en fonction, surtout, de la texture de la roche qui reste un paramètre essentiel. On assume qu'aucune réaction chimique ne se produit, avec des grains dont l'arrangement est homogène et la circulation de fluide est laminaire par opposition à turbulent c'est adire où la viscosité et le nombre de Reynolds sont inclus. Quelques formules par ordre d'importance:

a. Formule de Kozeny (1927) et Carmen (1956)

Parmi les auteurs qui ont relié la perméabilité à la porosité et à la taille moyenne des grains, Kozeny et Carman qui ont généralisé la notion de rayon hydraulique en le définissant comme le rapport entre le volume total des vides et la somme des surfaces latérales limitant le volume de ces vides. Comme les contacts entre grains sont ponctuels, la somme de ces surfaces est égale à la somme des surfaces des grains. Les deux auteurs ont proposé pour le calcul de coefficient de perméabilité la formule suivante dans l'approche du milieu équivalent:

$$k = \alpha \left(\frac{\Omega}{S} \right)^2 \frac{\phi^3}{(1 - \phi^2)}$$

Avec : (Ω) la somme des volumes des grains, (S) la somme des surfaces des grains et (α) coefficient de viscosité de l'eau.

b. Formule de Koltermann et Gorelick (1995)

L'équation de Kozeny et Carmen a été modifiée par Koltermann et Gorelick elle est présentée sous la forme suivante

$$K = D^2 \phi^3 / 180(1 - \phi)^2$$

D = diamètre effective du grain.

c. Formule de Cazenove

Cazenove propose, pour un écoulement à travers des grains roulés à granulométrie serrée la formule suivante :

$$k' = C \sqrt{\frac{\phi^3}{1 - \phi}} D_{10}$$

Avec : c le coefficient de viscosité ; D_{10} est le diamètre correspondant à 10%

d. Formule de Hazen (1930)

Hazen a rapporté la perméabilité à la taille du grain efficace (D_{10}) par la formule :

$$k = C_1 D_{10}^2 \quad (m/s)$$

Les valeurs de la constante (C_1) change selon la nature des échantillons pour les sable elle est égale a 1.25.

e. Formule de Award et Amer (2001)

Cette formule est également basée sur la granulométrie.

$$k = C_4 D_{10}^{2.32} C_u^{0.6} \frac{e^3}{1 + e^3}$$

Avec : C_4 coefficient qui dépend de la dimension moyenne des grains ; C_u coefficient d'uniformité et e indice des vides.

f. Formule de Krumbein et Monk t (1942)

Pour le calcule de la perméabilité intrinsèque

$$k = 760(GM_d)^2 e^{-1.31\sigma} \quad (mm^2)$$

Pour convertir la perméabilité intrinsèque à la conductivité hydraulique (k) est multiplié par la densité de l'eau à 10°C, la constante gravitationnelle et le résultat est divisé par la viscosité dynamique à 10°C. $G M_d$ est la géométrie moyenne des diamètres des grains et (σ) facteur d'unité.

3.2.4. Mesure de la perméabilité

La perméabilité absolue peut être déterminé sur échantillons par circulation d'un liquide ne réagissant pas avec la roche, il ya alors problème de la saturation préalable de l'échantillon avec le liquide.

La perméabilité est plus couramment déterminée par circulation d'air (perméamètre à air à charge constante ou variable). Ces dernières mesures se font sous pression voisines de la pression atmosphérique. Dans ces conditions, étant donné l'exigüité des pores, le nombre de chocs des molécules sur les parois des pores est important par rapport au nombre de chocs des molécules entre elles ; la viscosité est mal définie et l'on obtient une perméabilité supérieure à celle du liquide, considérée comme étant la bonne (effet Klinkenberg)

$$k_{air} = k_{liq} \left(1 + \frac{b}{P_m} \right)$$

Avec (P_m) pression moyenne de l'écoulement.

Pour les besoins usuels, (k_{air}) obtenue est suffisante, sauf pour les valeurs faibles de (k) où la correction est appliquée systématiquement.

Il faut signaler aussi que les contrainte sur l'échantillon n'étant pas les mêmes au laboratoire que dans le gisement, la perméabilité n'est pas non plus la même. Des mesures de perméabilités sous contraintes sont utiles pour les faibles perméabilités, qui varient beaucoup avec les contraintes.

La perméabilité aux hydrocarbures est obtenue à partir des essais de puits ; elle représente alors la moyenne d'un grand volume de terrain.

3.2.5. Caractéristique de l'espace poreux affectant la perméabilité

La perméabilité est corrélée en premier lieu à la porosité (figure 1-15), cette relation est souvent vague. Ainsi, pour es roches calcaires de porosité 20% on voit sur la figure 1-15 que les perméabilités varient communément de 10^{-3} à plus de 1D. La perméabilité est beaucoup plus conditionnée par la dimension des canaux à l'intérieur du milieu poreux que par leur abondance relative.

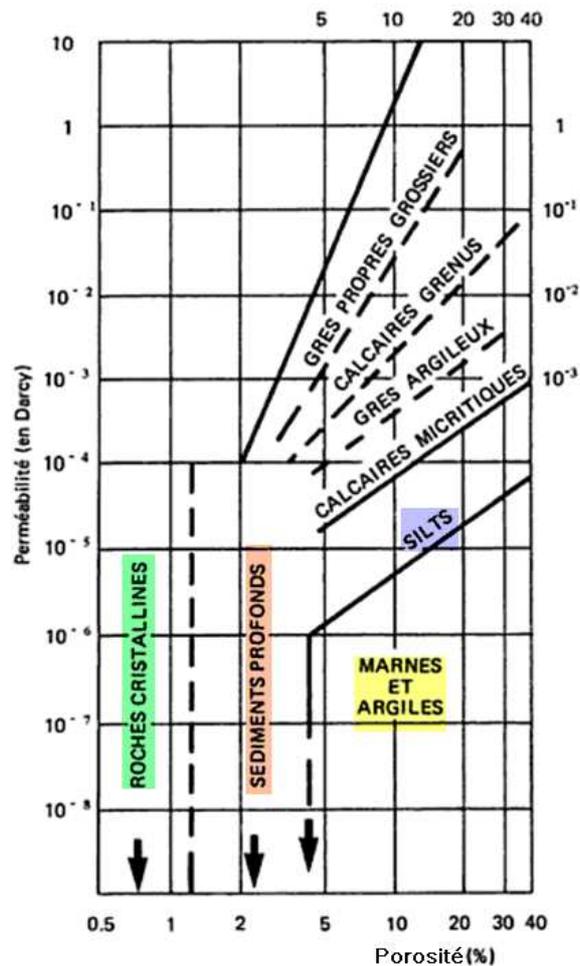


Figure 1-15 : Schématisation des relations porosité/perméabilité dans les roches (Bourbié & al., 1986)

Dans certains cas, il a été établi une corrélation entre la porosité et la perméabilité la relation obtenue est de type :

$$\log k = a\phi + b$$

Des modèles à tubes peuvent ont été utilisés pour établir une relation entre porosité perméabilité. Considérons deux échantillons de même porosité, mais différant par les dimensions de leurs pores. On conçoit facilement que la perméabilité de l'échantillon aux pores les plus gros est supérieure à celle de l'autre. C'est ce que montre la relation obtenue avec un modèle constitué d'un entassement de tubes capillaires de même longueur et de même rayon que l'échantillon considéré, et qui aurait aussi la même porosité et la même perméabilité que celui-ci (Cossé, 1988). On trouve :

$$k = \phi \frac{r^2}{8}$$

Un modèle plus fin peut être obtenu en tenant compte de la répartition des rayons de pores, établie à partir d'une courbe de pression capillaire, ou de l'observation de plaques minces.

3.3. La mouillabilité

La mouillabilité a été approchée par différents auteurs. Parmi les objectifs d'une investigation de la mouillabilité dans un réservoir, on peut citer l'ordre des polyphases se trouvant dans le réservoir et leur dynamisme contribuant à la récupération. (Waelh & al, Schlumberger, 2007) et (Batignies et & al., 1997). Dans un système diphasique, la mouillabilité à l'eau (par comparaison à l'huile) d'une roche réservoir peut être définie qualitativement comme étant l'aptitude de ses pores à être recouverts préférentiellement par l'eau plutôt que par l'huile. Ce paramètre est reconnu comme étant déterminant dans la caractérisation des réservoirs. Il contrôle la distribution des fluides dans les pores et joue un rôle important dans les déplacements polyphasiques.

Les réservoirs pétroliers sont généralement de mouillabilité intermédiaire (Cuiec, 2001). L'expérience on mouillabilité a montre que généralement les grès sont de type eau-mouillabilité et les carbonates huile-mouillabilité. La mouillabilité est liée aux phénomènes d'adhésion et de cohésion des surfaces donc une certaine énergie est mise à l'œuvre. La notion de mouillabilité est directement liée à la notion d'angle de contact (figure 1-16).

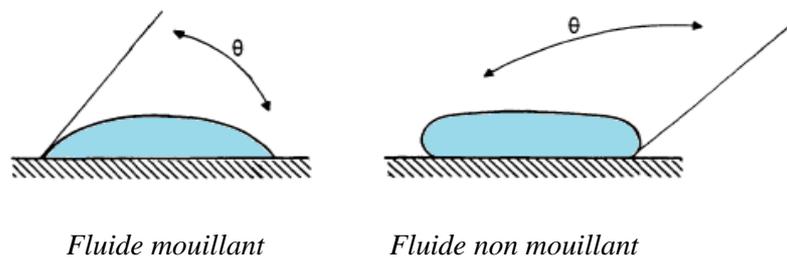


Figure 1-16 : Angle de contact

En effet, l'intersection d'une interface et d'une paroi solide a lieu sous un certain angle (θ) appelé angle de contact; il est toujours compté dans la phase fluide dont la masse volumique est la plus élevée, et ne dépend que de la nature de la paroi solide et du liquide en contact. Par rapport à une paroi solide on peut dire qu'un fluide est mouillant lorsque (θ) varie entre 0° et 90° , et non mouillant lorsque (θ) est compris entre 90° et 180° (figure 1-16).

En réalité, l'angle de contact n'est pas constant pour un fluide et une surface solide bien définis. On peut distinguer un angle de contact à l'équilibre ou statique et un angle de contact en mouvement ou dynamique (figure 1-17).

Dans ce dernier cas, deux angles sont relativement reproductibles: le plus grand ou angle d'avance observable quand le fluide progresse, et le plus petit ou angle de retrait qu'on observe quand le fluide se retire. Ces deux angles peuvent différer de plusieurs degrés.

Cette différence constitue l'hystérésis de mouillage, ou de l'angle de contact qui est dû essentiellement à la non symétrie du mouillage, à l'hétérogénéité de la surface et à sa rugosité.

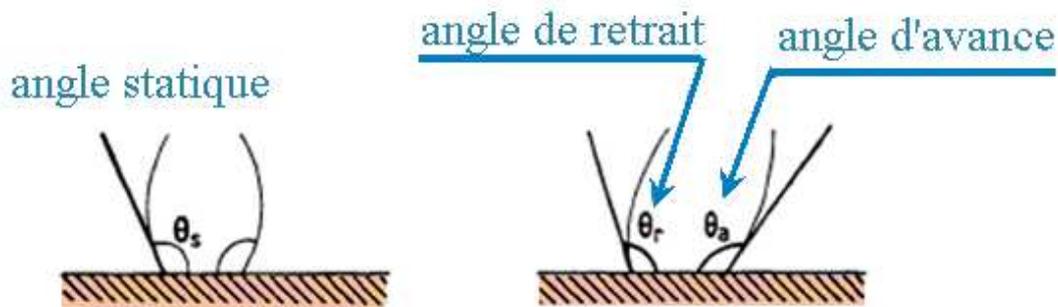


Figure 1-17: Angles de contact statique et dynamique

Dans une situation de mouillage partiel où le paramètre d'étalement est négatif, la loi de Young-Dupré donne l'expression de l'angle de contact statique d'une goutte liquide déposée sur un substrat solide, en équilibre avec une phase vapeur:

$$\cos\theta = \frac{\gamma_{SV} - \gamma_{SL}}{\gamma_{LV}}$$

Où:

γ_{SV} , γ_{SL} et γ_{LV} désignent respectivement la tension superficielle des interfaces solide/vapeur, solide/liquide et liquide/vapeur (figure 1-18). Cette loi théorique n'est cependant observée qu'avec des solides parfaits.

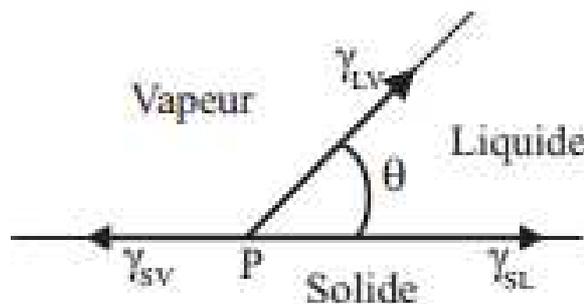


Figure 1-18: Les tensions superficielles

Les données d'évaluation du réservoir et les expériences de laboratoire, sont combinées afin d'évaluer la mouillabilité de la roche réservoir. L'état originel de mouillabilité à l'eau des réservoirs avant la migration des hydrocarbures peut être altéré après le piégeage de l'huile par suite de l'adsorption de composés organiques polaires, incluant les résines et les asphaltènes,

sur la surface des pores. Les facteurs significatifs contrôlant l'adsorption de tels composés incluent:

- l'épaisseur et la stabilité des films d'eau situés entre l'huile et la surface des minéraux;
- la nature chimique et structurale du substrat minéralogique;
- la présence d'ions métalliques de transition tel que le fer qui agit comme des sites potentiels d'adsorption;
- le pH de l'eau, le contenu en asphaltène et résine du pétrole brut et le pourcentage en hétéroatomes de ces composés.

3.4. La saturation

Plusieurs travaux ont été réalisés dans le domaine des milieux poreux et de leur saturation. La saturation d'un échantillon de roche en un fluide est le rapport du volume de ce fluide dans l'échantillon au volume de pores (V_p) de l'échantillon. On définit ainsi :

- la saturation en eau $S_e = V_e / V_p$ (appelé aussi S_w , w pour water)
- la saturation en huile $S_h = V_h / V_p$ (appelé aussi S_o , o pour oil)
- la saturation en gaz $S_g = V_g / V_p$ (appelé aussi S_g , g pour gas)

$$\text{Avec } S_w + S_o + S_g = 1 \text{ (AAPG, 1996, Schlumberger, 1989)}$$

La saturation en hydrocarbures dans les roches réservoirs se détermine selon la résistivité de la formation considérée (R_t), de la résistivité de l'eau (R_w) dans cette formation et selon le facteur de formation (F). Ce dernier dépend de la porosité, du facteur de cimentation (m) et d'un coefficient de tortuosité : Il s'agit de la loi d'Archie (1942). Quand l'eau interstitielle est plus ou moins salée (conductrice), les mesures de résistivité profondes peuvent distinguer facilement entre les roches imprégnées d'eau et celles imprégnées d'huile ou de gaz. Cette théorie peut être discutable dans le cas où les coefficients des formules empiriques de saturation sont variables ou inconnus.

La perméabilité relative d'une phase est la mesure de la perméabilité effective de la phase considérée. Il s'agit du rapport de la perméabilité effective d'un fluide/Perméabilité absolue. Il s'agit de la loi de Darcy mais appliquée aux fluides polyphasiques (eau, huile, Gaz).

- Perméabilité absolue : Quand un fluide monophasique remplit les pores, la perméabilité est considérée comme perméabilité absolue ou spécifique.
- Une perméabilité effective est un terme utilisée quand la saturation du réservoir ou l'échantillon est $< 100\%$. Dans ce cas, avec une saturation polyphasique, on utilise K_w , K_g et K_o , par rapport à la présence d'eau, de gaz et d'huile. Cette perméabilité effective doit varier

entre 0 et 100% de saturation. Cette somme de perméabilité (2 ou 3 phases) est < 1 . Donc pour chaque phase on détermine :

$$\text{H-C} \quad K_{r_o} = K_o/K$$

$$\text{Gas} \quad K_{r_g} = K_g/K$$

$$\text{Eau} \quad K_{r_w} = K_w/K$$

Avec :

K = perméabilité absolue (perméabilité à la phase de saturation irréductible)

K_r = perméabilité relative

K_g = perméabilité effective à 100% de saturation en gaz

K_o = perméabilité effective à 100% de saturation en huile

K_w = perméabilité effective à 100% de saturation en eau

La figure ci-dessous (figure 1-19) montre les différentes perméabilités relatives en relations avec des saturations différentes elle indique la manière de distribution des différentes phases possible : huile - Gaz – Eau. Ces graphes et l'intersection des courbes permet d'identifier la mouillabilité de la roche tout en sachant que la plus part des réservoirs sont eau mouillant.

Les perméabilités relatives dépendent des saturations correspondantes. Par exemple, si l'eau envahit l'intégralité du milieu poreux : $S_w = 1$ donc $k_{rw} = 1$ et $k_{ro} = 0$. Le volume total de pores est conservé, selon : $S_w + S_o = 1$

Les variations typiques des perméabilités sont représentées sur la figure 1-19.

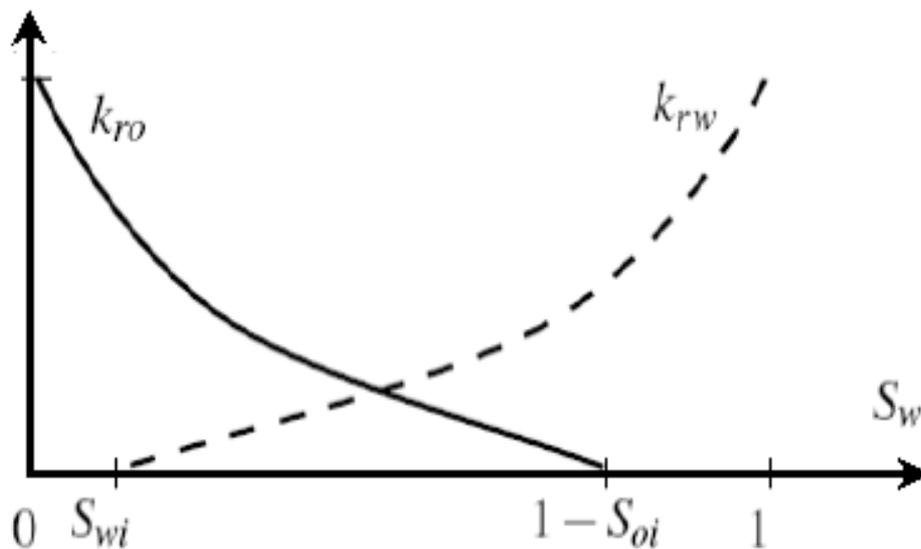


Figure 1-19: Variations des perméabilités relatives en fonction de la saturation en eau S_w

(k_{rw}) s'annule pour une valeur finie non nulle (S_{wi}) de la saturation. En effet, une valeur trop faible de la saturation en eau ne permet pas de créer un chemin continu pour l'eau entre

l'entrée et la sortie du milieu poreux. De même pour l'huile, il faut une saturation minimum ($1 - S_{oi}$) pour créer un chemin et mettre l'huile en mouvement. L'huile résiduelle est présente sous forme de gouttelettes (ou de poches dans un milieu en 2D).

L'allure des courbes et les valeurs de (S_{wi}) et (S_{oi}) dépendent fortement du nombre capillaire imposé (Ca) représentant un rapport entre forces visqueuses ($V\mu$) et tension superficielle (σ) :

$$Ca = V\mu / \sigma$$

Plus (Ca) est fort, plus (S_{oi}) tend vers zéro et inversement.

3.5. Le drainage et l'imbibition en milieu poreux

En fonction des propriétés de mouillabilité des fluides sur la surface du milieu poreux, deux types de déplacements sont rencontrés en milieu poreux (figure 1-20, 1-21 et 1-22):

- le drainage, lorsqu'un fluide non mouillant pour la surface déplace un fluide en place mouillant sous l'effet d'une pression qui contrebalance les forces capillaires.
- l'imbibition, cas inverse du drainage, rencontré lorsqu'un fluide mouillant déplace un fluide en place non mouillant l'imbibition est donc l'augmentation de la saturation en fluide mouillant.

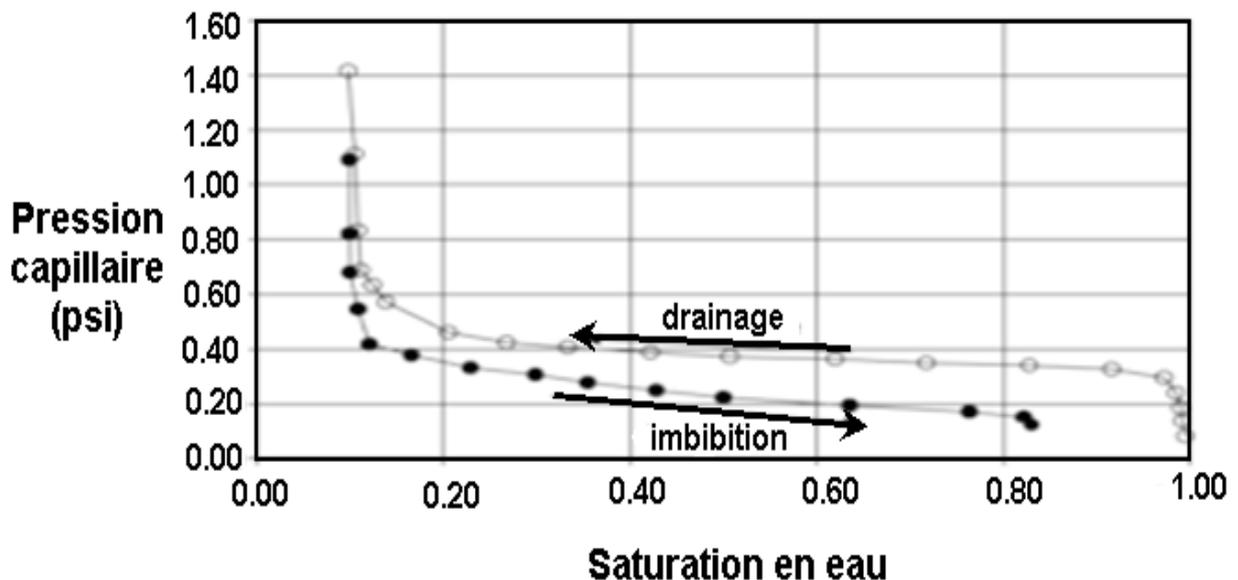


Figure 1- 20: Courbe de Drainage-Imbibition montrant l'évolution des deux processus en fonction de la saturation et pression capillaire

Ces deux mécanismes sont assez différents : à très basse vitesse imposée, dans le cas du drainage, le fluide pousseur va prioritairement envahir les pores les plus gros. Pour envahir un pore dans cette situation, il est nécessaire d'appliquer au fluide pousseur une pression seuil supérieure à la pression capillaire (P_c) de ce pore (pression capillaire positive) donnée par :

$$P_c = \frac{2\gamma}{r} \cos\varphi$$

A l'inverse, dans le cas de situations d'imbibition, le fluide pousseur mouillant va prioritairement envahir les pores les plus petits, le fluide pousseur n'a alors pas de seuil à franchir pour se propager dans le milieu poreux (imbibition spontanée, la pression capillaire est négative).

Ces déplacements entraînent la formation de structures plus ou moins ouvertes. Trois types de comportements peuvent être observés :

- digitations visqueuses (type Saffman Taylor),
- digitations capillaires (modèle de l'invasion percolation)
- ou front stable.

Les forces en présence dans ces écoulements diphasiques en milieu poreux sont:

- les forces visqueuses liées au fluide pousseur
- les forces visqueuses liées au fluide en place
- les forces capillaires liées à l'interface entre les deux fluides

Les forces capillaires sont locales (liées aux interfaces pore-fluide) alors que les forces visqueuses jouent un rôle à plus grande échelle. La structure locale observée lors d'expériences de drainage dépend d'une distribution de pressions capillaires (distribution liée à une distribution de tailles de pores).

La courbe de pression capillaire déterminée en faisant croître la saturation en fluide non mouillant est la courbe de drainage (figure 1-21). La quantité de fluide mouillant qui reste alors dans le milieu, même aux pressions les plus fortes, correspond à la saturation irréductible en fluide mouillant.

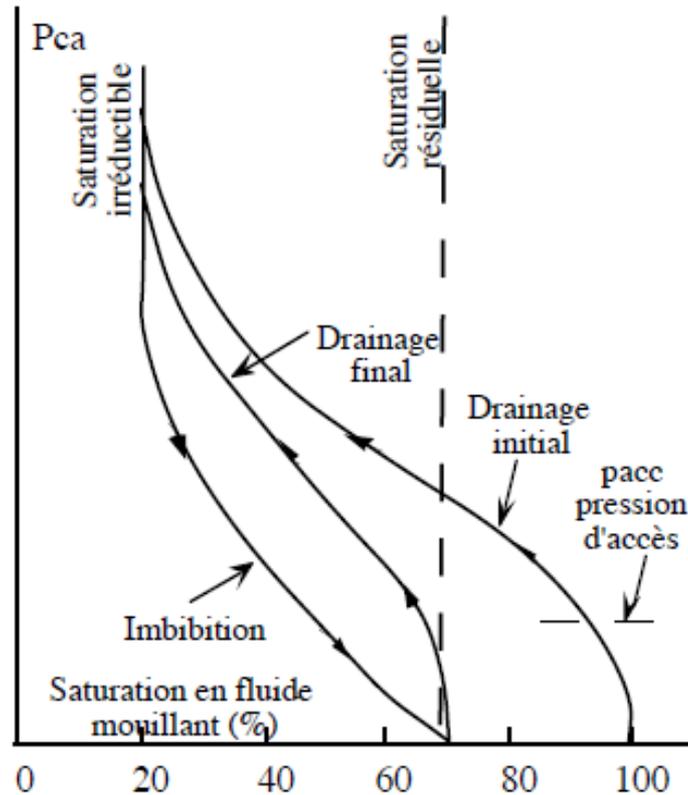


Figure 1-21 : Courbes de pression capillaire (Bérest & AL, 2000)

Les courbes de pression capillaire sont obtenues par une suite de drainages et d'imbibitions en augmentant ou diminuant les pressions qui s'opposent aux pressions capillaires. La figure 1-21 correspond au cas d'un échantillon saturé initialement par de l'eau dans lequel on réalise un drainage par application d'une pression d'air dans une enceinte étanche.

Il apparaît un état de saturation irréductible en fluide mouillant qui correspond à une configuration de la phase mouillante telle que les déplacements y sont devenus impossibles, car l'eau est sous forme d'amas reliés entre eux par des couches d'eau très minces dont la viscosité est très élevée.

Si on relâche la pression d'air, l'eau pénètre dans l'échantillon par imbibition, mais le phénomène n'est pas réversible, il y a une forte hystérésis.

A pression capillaire nulle, la saturation en eau est inférieure à 100 %.

Une partie de l'air a été piégée pendant le processus d'imbibition. Cette fraction d'air est appelée saturation résiduelle en fluide non mouillant et sa valeur rapportée au volume total de l'échantillon est la porosité piégée. L'augmentation de pression capillaire en drainage conduit à des rayons de courbure de l'interface de plus en plus petits.

Par contre l'imbibition correspond à une augmentation progressive du rayon de courbure moyen de l'interface fluide mouillant–fluide non mouillant, il se produit alors des piégeages.

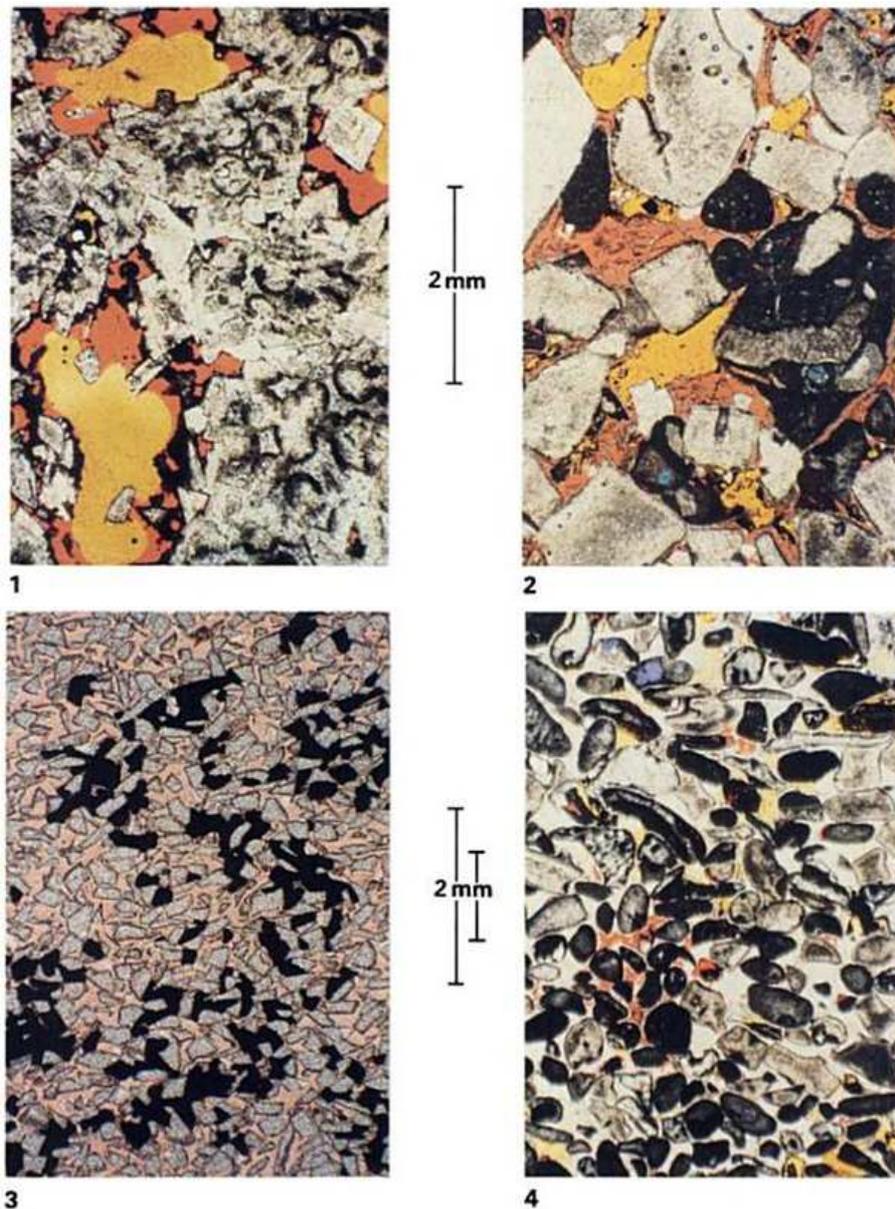


Figure 1-22: Photographies de lames minces de roches saturées sélectivement de résines colorées ou de métal de Wood par drainage ou imbibition (Bourbié & al., 1986)

1. Imbibition totale. Dolomie vacuolaire

- Résine rouge : fluide mouillant - Résine jaune : fluide non mouillant résiduel (piégé)

2. Drainage et imbibition dans un calcaire à entroques

3. Drainage. Massif de Pyrex broyé

- Noir : métal de Wood en fusion zone drainées (fluide non mouillant) – Résine rouge zones non grainées injectée tardivement

4. Drainage successifs de calcaire à entroques d'abord saturée de résine bleue qui a subi un drainage par centrifugation. Puis après polymérisation, une saturation en résine jaune. La couleur de la résine présente dans un pore dépend du rayon d'accès

3.6. Relation perméabilité, porosité et saturation

La perméabilité est aussi possible d'évaluer à partir du milieu poreux contenant un fluide. Lorsque ce fluide est soumis a une imbibition ou un drainage, le taux ou fraction de la saturation irréductible (S_{wir}) est un facteur important qui, lié a la porosité nous détermine la perméabilité (figure 1-23). Cette perméabilité en liaison avec (S_{wir}) fixe aussi la pression capillaire (P_c).

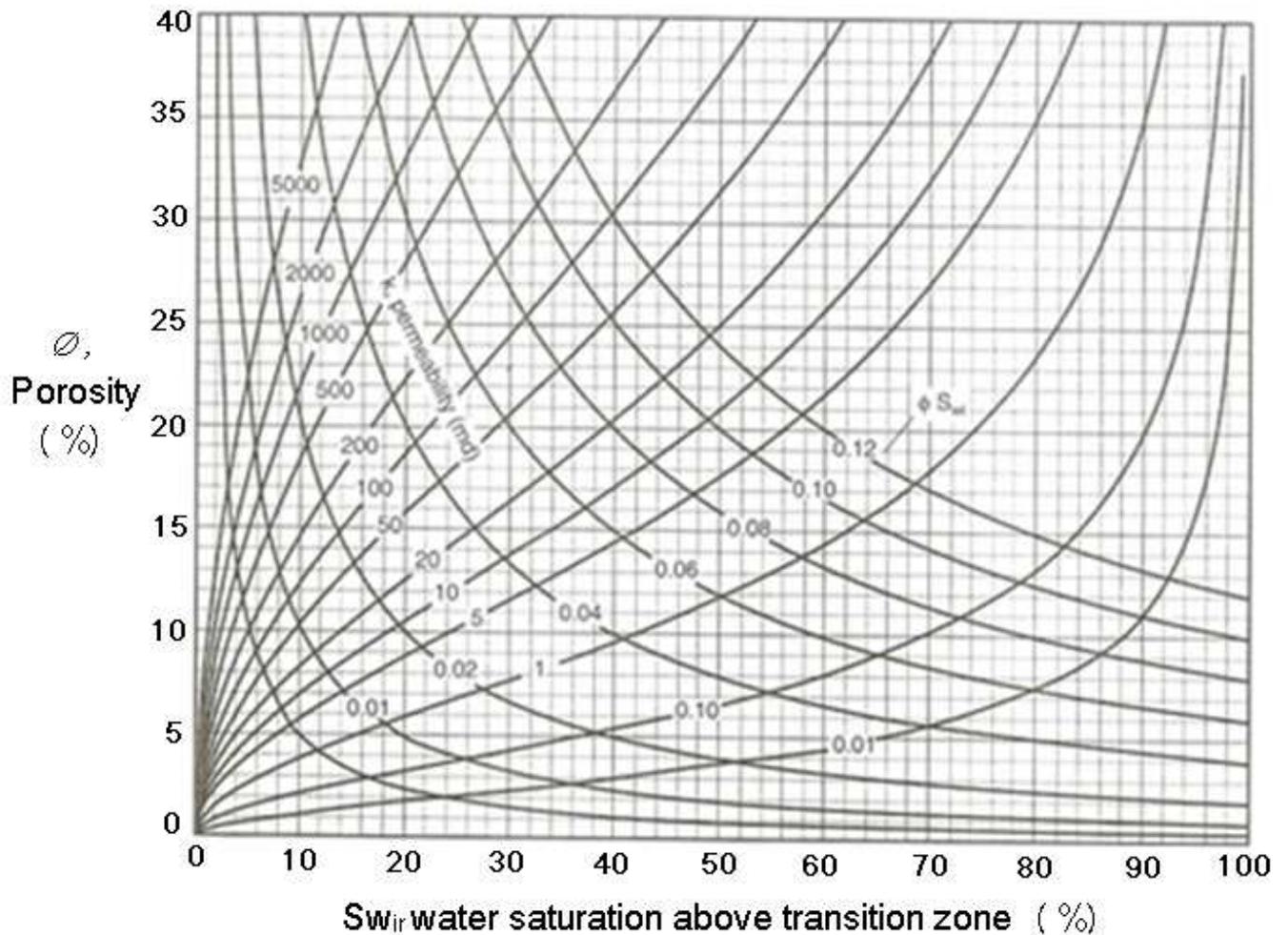


Figure 1-23: Relation entre perméabilité S_{wir} et porosité: $K^{1/2} = 70\phi [(1-S_{wi})/S_{wir}]$
(Schlumberger, 1996)

1. Introduction

Bien que 60% des réserves mondiales d'hydrocarbures se trouvent dans des réservoirs carbonatés, 90% des puits producteurs sont forés dans des réservoirs siliclastiques (notamment dans le cas de l'Algérie) et la plupart des découvertes récentes l'ont été dans des formations sableuses non consolidées ou bien dans des grès faiblement consolidés et cimentés Shetland Islands, U.K; Golfe du Mexique, off-shore d'Angola et Brazil. (*Crawford & al.*, 2004).

Les réservoirs gréseux peuvent être différenciés, entre autres, par les taux d'argiles qui font partie de leur composition et se retrouvent généralement à la surface des pores ou dans les ciments inter-granulaires. Ces argiles occupent une position clé et exercent un contrôle sévère sur le système poral des réservoirs (*Tardy*, 1985).

Dans ce travail de mémoire, nous nous sommes intéressés aux propriétés pétrophysiques des roches réservoirs qui sont la perméabilité et la porosité. L'intérêt porte sur les caractéristiques pétrophysiques était d'évaluer les milieux poreux et les paramètres pouvant avoir un effet sur l'emménagement des fluides et aussi leur habilité à circuler dans la roche réservoir.

La réalisation du travail expérimental au laboratoire des travaux publics de l'Est (LTP/Est) était basé sur la réalisation de carottes artificielles caractérisées par des milieux poreux dépendant des conditions de consolidation (pression de compaction). Le matériel utilisé consiste en différentes collectes de sable, à partir de plusieurs localités et dont la composition granulométrique a été sélectionnée selon certains facteurs définis au préalable : un réservoir gréseux est créé.

Afin de pouvoir évaluer les caractéristiques de ce réservoir un rajout d'un taux variable d'argile dont le type est aussi changeant a été introduit. Ce rajout était destiné pour définir l'impact quantitative et qualitative des argiles sur les caractéristiques pétrophysiques. Basé sur le taux et le type d'argiles contenus dans les sables compactés et en fonction de la profondeur d'enfouissement traduite en pression la perméabilité et la porosité sont évaluées. Cette pression engagée est simulée à la pression d'un réservoir.

Les résultats obtenus à partir des différentes expériences menées feront objet d'une interprétation. La liste des normes d'essais réalisés est donnée en annexes 1.

2. Préparations des échantillons

Nous avons procédé à la confection d'échantillons par le mélange d'un sable identifié avec trois types représentatifs d'argile et selon trois pourcentages différents. Le mélange a été consolidé à des pressions qui correspondent respectivement, selon le gradient des pressions, à des profondeurs d'enfouissement de 1000, 2000 et 3000m, ces profondeurs correspondant aux niveaux de l'exploitation pétrolière.

2.1. Le sable

Pour confectionner les échantillons, nous avons préalablement effectué des prélèvements de sables au niveau de cinq sites différents (photo 2-1 et tableau 2-1).



Photo 2-1 : Prélèvement P1

Les prélèvements ont été identifiés par :

- des analyses granulométriques et sédimentométriques
- des analyses chimiques
- une étude morphoscopique

Tableau 2-1 : Localisation des zones de prélèvements sableux

| Prélèvement | Situation | Coordonnées Lambert | | |
|-------------|--|---------------------|----------------|-------|
| | | Y | X | Z (m) |
| P1 | Sablière de Chaâbat el Madbouh Hamma Bouziane - Constantine | 6°33'44.70''E | 36°25'40.72''N | 387 |
| P2 | Gîte d'emprunt PK224 Zighoud Youcef - Constantine | 6°43'16.34''E | 36°31'13.77''N | 606 |
| P3 | Sablière de Elma Labiod - Tébessa | 8°05'50.21''E | 36°25'40.72''N | 1089 |
| P4 | Sablière Chéria- Tébessa | 7°58'10.31''E | 35°14'40.27''N | 1191 |
| P5 | Sablière Boussaâda - M'sila | 4°07'01.16''E | 35°15'04.86''N | 671 |

Les prélèvements de sables ont été tamisés afin d'éliminer les particules de diamètre inférieur à 2 μ m, qui correspondent à la fraction argileuse selon Atterberg (1905). Tous les prélèvements ont été mélangés afin d'assurer l'hétérogénéité des sables.

a. Analyse granulométrique et sédimentométrique des échantillons de sables

La granulométrie par tamisage s'applique notamment, pour déterminer les paramètres tels que : le diamètre maximal des grains, le coefficient d'uniformité, le facteur de courbure et le pourcentage de fines. Notre analyse a été réalisée selon la norme **NF P94-056**, les résultats obtenus ont été représentés sous forme de courbes semi-logarithmiques cumulatives, exprimant le pourcentage en poids cumulé, en fonction des diamètres des grains. Le mode opératoire a été schématisé selon la figure 2-1.

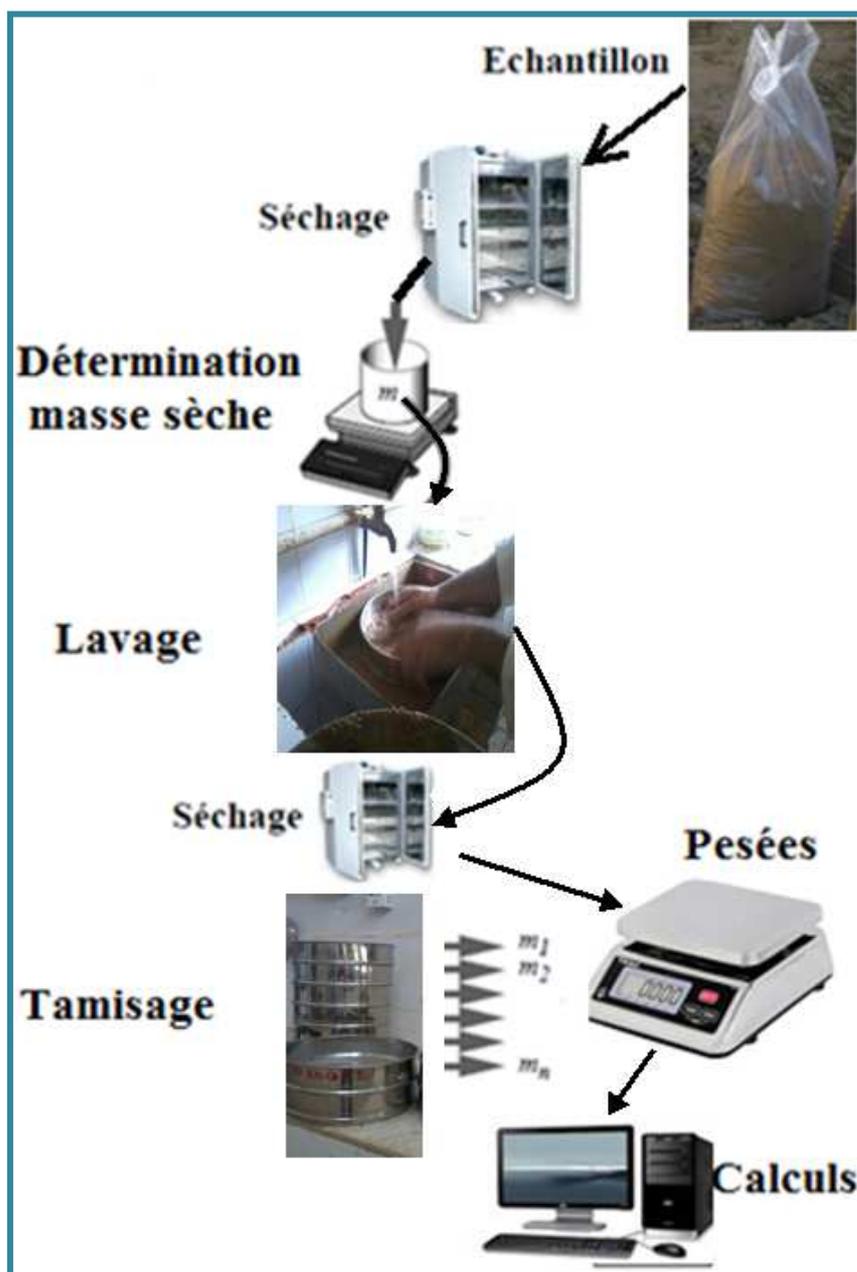


Figure 2-1 : Schéma simplifié de l'analyse granulométrique

En ce qui concerne notre analyse sédimentométrique, elle a été réalisée selon la norme **NF P94-057** pour les grains inférieurs à $80\mu\text{m}$, l'essai consistant à laisser une suspension de sol se déposer au fond d'une éprouvette pleine d'eau. Plus les grains sont fins plus la vitesse de décantation est lente, conformément à la loi de Navier-Stokes. La mesure de la densité de la sus-pression à des intervalles de temps variables permet de calculer la proportion de grains de chaque diamètre. Le mode opératoire a été schématisé selon la figure 2-2.

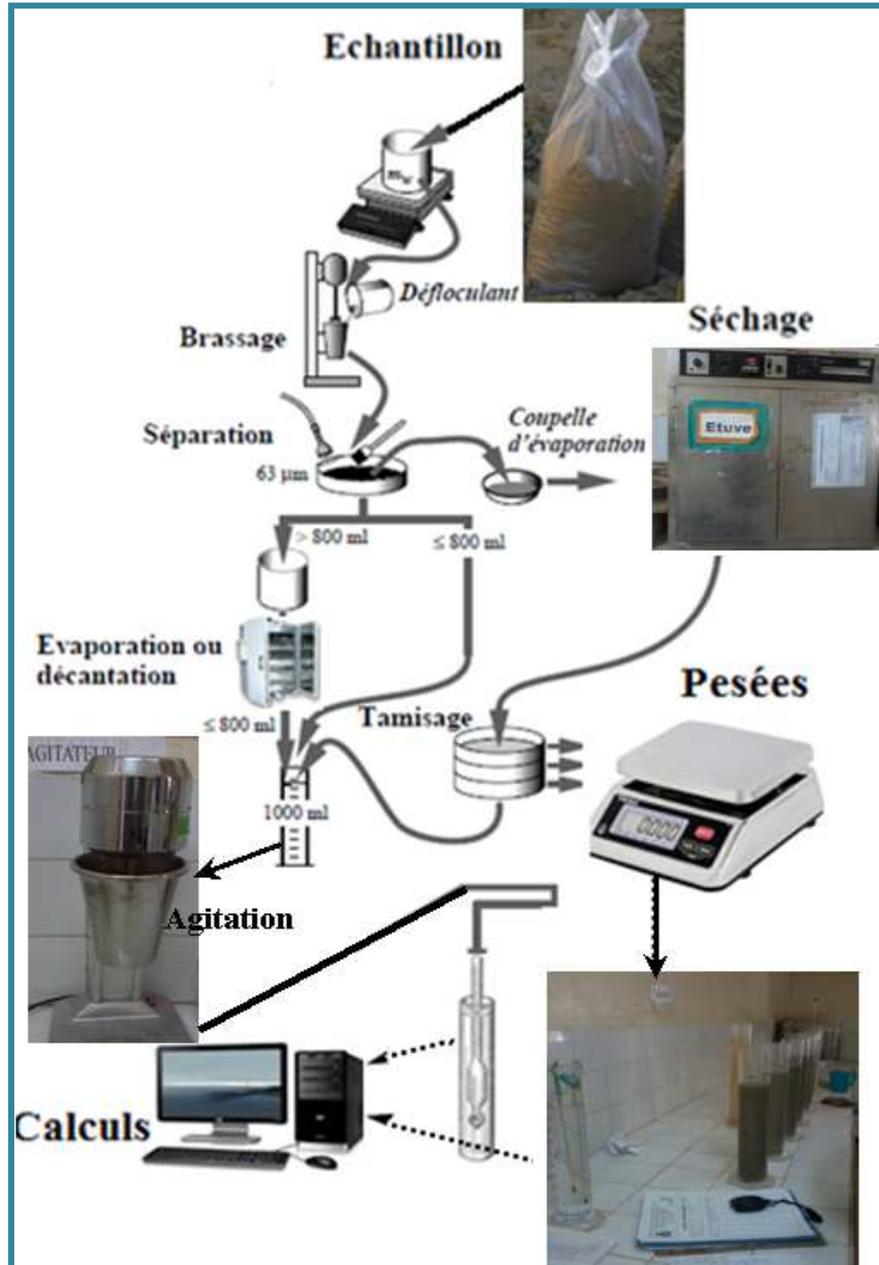


Figure 2-2 : Schéma simplifié de l'analyse sédimentométrique

Les résultats obtenus ont été représentés sous forme de courbes semi-logarithmiques. Le fuseau granulométrique et sédimentométrique des prélèvements a été effectué selon la figure 2-3, pour les feuilles d'essais voir Annexe 2.

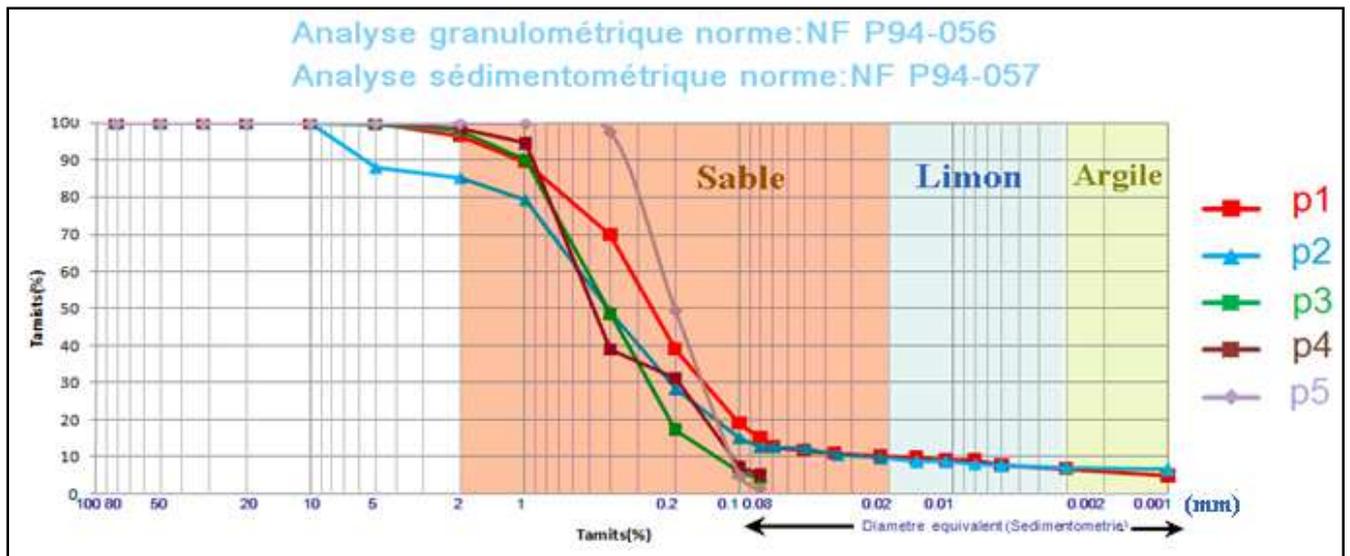


Figure 2-3 : Courbes granulométriques et sédimentométriques des prélèvements de sables montrant la dominance de la fraction sableuse

P1 : prélèvement de la sablière de Chaâbat el Madbouh Hamma Bouziane - Constantine

P2 : prélèvement du gîte d'emprunt PK224 Zighoud Youcef - Constantine

P3 : prélèvement de la sablière de Elma Labiod - Tébessa

P4 : prélèvement de la sablière de Chéria- Tébessa

P5 : prélèvement de la sablière de Boussaâda - M'sila

Les résultats des analyses granulométrique et sédimentométrique obtenus, ainsi que les résultats de calculs de paramètres qui lui sont relatifs ont été récapitulés dans le tableau suivant.

Tableau 2-2 : Résultats de l'analyse granulométrique et sédimentométrique

| Diamètre | P1 | P2 | P3 | P4 | P5 |
|-----------------------------|--------------|--------------|----------|----------|---------------|
| D max (mm) | 5 | 5 | 2 | 1 | 0.4 |
| 2mm | 96% | 85% | 98% | 99% | 100% |
| 80 μ m | 15% | 13% | 4% | 5% | 2% |
| 60 μ m | 13% | 13% | / | / | / |
| 2 μ m | 6% | 7% | / | / | / |
| Cu | 6.66 | 15.71 | 3.33 | 4.58 | 1.83 |
| Cc | 19.26 | 2.29 | 1.04 | 0.60 | 0.96 |
| Classification de la courbe | Peu uniforme | Peu uniforme | uniforme | uniforme | Très uniforme |
| Perméabilité K (m/s) | 0.0015 | 0,0015 | 0,060 | 0,018 | 0,018 |

D_{max} étant le diamètre maximal des grains.

D_{60} , D_{30} et D_{10} étant respectivement les diamètres correspondants à 60%, 30% et 10% d'éléments de dimension inférieure, deux paramètres sont utilisés pour caractériser l'allure de la courbe granulométrique d'un matériau:

- Le coefficient d'uniformité de Hazen Cu tel que : $Cu = D_{60}/D_{10}$,
- Le facteur de courbure Cc tel que : $Cc = (D_{30})^2 / (D_{10} \cdot D_{60})$.

Les courbes obtenus et selon ces deux paramètres varient de peu uniforme à très uniforme.

Le calcul de la perméabilité des sables à partir de la granulométrie dont les résultats figurent dans le tableau 2-2 a été effectué sur la base de la formule de Hazen.

Cette perméabilité des sables calculée est élevée, même si elle varie beaucoup entre les deux premiers prélèvements et les trois derniers.

b. Analyse chimique

Des analyses chimiques ont été effectuées sur les cinq prélèvements, visant à caractériser la composition chimique des sables par détermination en pourcentage des minéraux insolubles (selon le mode opératoire interne du LTP/Est), des carbonates (selon la norme **NF P 94-048**) et des sulfates (selon la norme **NF EN 196-02**). La préparation des échantillons a débuté par un étuvage à 60°C jusqu'à poids constant ; par la suite les échantillons ont été porphyrisés au mortier d'agate de façon à les amener à passer entièrement au tamis de 0.2mm.

- Pour la détermination du taux des carbonates : l'essai consiste à déterminer le volume de dioxyde de carbone (CO_2) dégagé sous l'action d'acide chlorhydrique en excès par échantillon séché à 105 °C (figure 2-4). Le dispositif utilisé est le calcimètre.

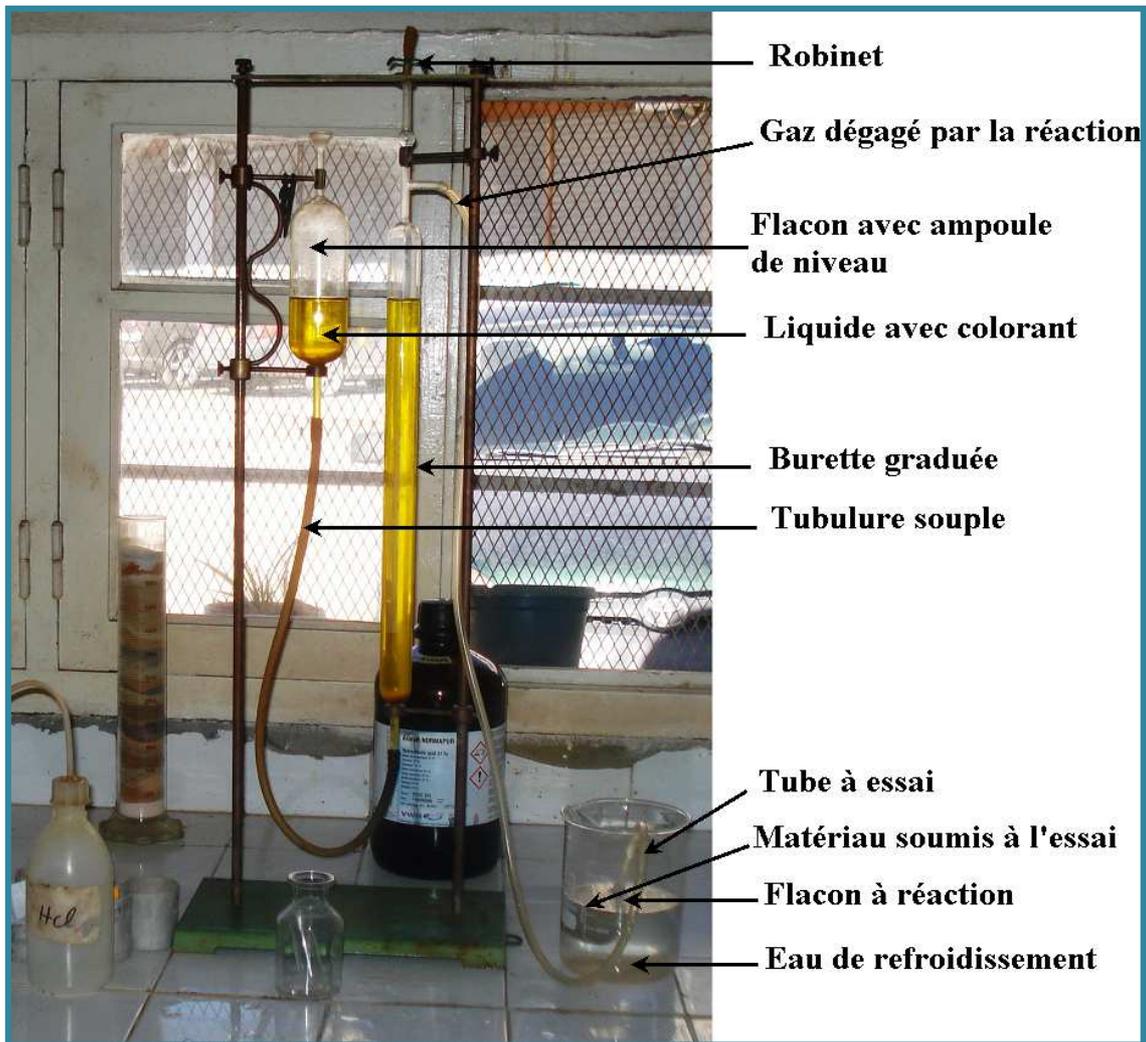


Figure 2-4 : Le dispositif utilisé pour la détermination des carbonates par le calcimètre

- Pour les insolubles : le principe d'essai consiste à déterminer les résidus insolubles, provenant de l'attaque par l'acide chlorhydrique à 10%, par échantillon porté à ébullition pendant 10min (figure 2-5).



Figure 2-5 : Le dispositif utilisé pour la détermination des éléments insolubles

- Pour les sulfates : ils sont obtenus par précipitation de sulfate de baryum dans le filtrat (figure 2-6) provenant de l'attaque à chaud par l'acide chlorhydrique à 10%, suivie d'une calcination du filtrat à 105°C pendant une heure.



Figure 2-6 : Le dispositif utilisé pour la détermination des sulfates

Les résultats, de l'analyse chimique, obtenus ont été récapitulés dans le tableau 2-3. Ils révèlent :

- Une absence des sulfates dans les prélèvements
- Le taux des insoluble qui représente les silicates et très élevé il varie de 59 à 97%
- La présence de dépôts carbonatés au niveau du P2
- Un taux faible des carbonates notamment au P3 et P4.

Tableau 2-3 : Résultats de l'analyse chimique

| Prélèvement N° | Teneurs exprimées en % par rapport aux matériaux secs | | |
|-------------------|---|----------------------------------|--|
| | Insolubles (%) | Carbonates CaCO ₃ (%) | Sulfates So ₄ ²⁻ (%) |
| P1 | 79.0 | 19.13 | Traces |
| P2 | 59.5 | 39.13 | Traces |
| P3 | 87.6 | 10.43 | Traces |
| P4 | 97.2 | 1.74 | Traces |
| P5 | 96.6 | 1.74 | Traces |

c. La morphoscopie

Durant notre investigation et afin d'identifier parfaitement nos prélèvements de sables, une étude morphoscopique a été réalisée, au sein de l'Institut des Sciences de la Terre de Zouaghi, sur les sables des prélèvements. Elle a été approchée pour pouvoir donner les formes des différents grains de sable. Elle consiste à considérer la rondeur des grains et leur sphéricité. Ces deux paramètres sont des propriétés utiles non seulement pour l'impact sur la perméabilité et la porosité mais aussi sur le transport et déposition du matériel sédimentaire. Fraser (1935) trouve que les caractéristiques pétrophysiques peuvent évoluer à la base de ces deux paramètres et surtout de la sphéricité qui, indirectement, introduit l'effet du packing : facteur important dans le contrôle du milieu poreux. La figure 2-7 montre cette évolution de sphéricité.

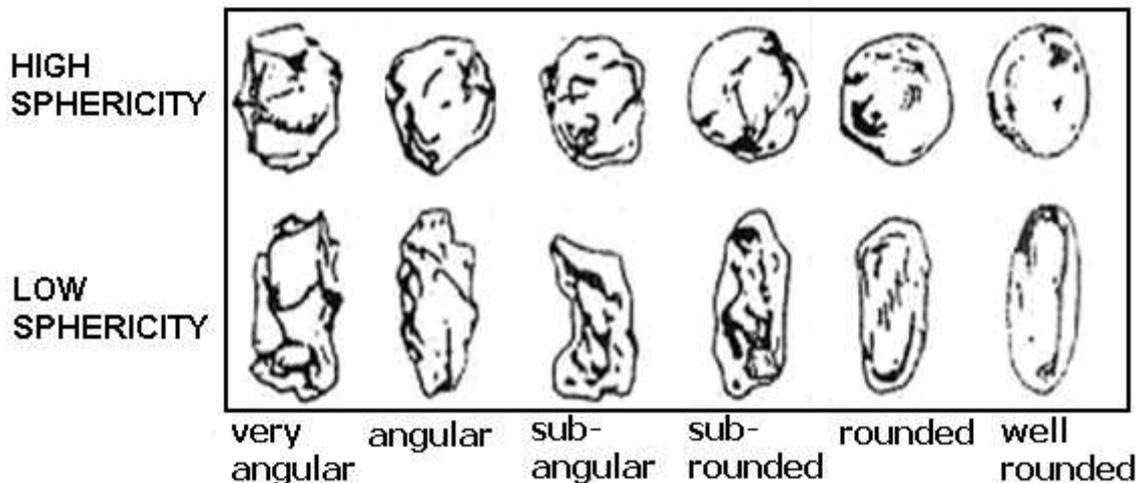


Figure 2-7 : Charte visuelle de Powers (1953) permettant l'estimation de la sphéricité et de l'émoussé des sables et des graviers aidant à déterminer le type d'arrondi dans notre cas d'étude

La forme des grains de sable peut influencer considérablement la porosité et la perméabilité du milieu. Les grains de forme anguleuse chevauchant beaucoup cela réduit la perméabilité. Par contre les grains arrondis ou prismatiques chevauchant légèrement et cela implique une plus forte perméabilité.

La morphoscopie consiste à classer les grains de sables par observation à la loupe binoculaire (figure 2-8) quant à la rondeur, elle a été déterminé à base de la charte (figure 2-7) en se basant sur les travaux de Cailleux (1959) qui tient compte de deux critères dans le classement des sables: La forme des grains et leur aspect de surface.



Figure 2-8 : La morphoscopie par la loupe binoculaire pour la détermination de la forme des grains

Cailleux a abouti à trois catégories principales de grains de sables:

-Les grains Non-Usés dits «NU» : de forme anguleuse, les arêtes ne présentent aucune trace de polissage ni d'arrondissement. Leur aspect de surface peut être mat ou luisant. Ils caractérisent les arènes, les transports dans des cours d'eau douce sur de très faibles distances, les dépôts glaciaires, etc.

- Les grains «Emoussés-Luisants» dits «EL» : ils présentent une dominance d'arêtes arrondies et peuvent parfois acquérir la forme de sphères presque parfaites. Leur aspect de surface est toujours très poli, brillant, luisant sous l'éclairage de la loupe binoculaire. Ils sont caractéristiques de transports longs en milieux aquatiques continentaux ou d'évolutions en milieux marins.

- Les «Ronds-Mats» dits «RM» : ils ont une morphologie générale sub-sphérique pouvant parfois atteindre celle d'une sphère parfaite. Leur aspect de surface est toujours dépoli et mat. Ils sont caractéristiques d'une évolution en milieu éolien.

Les résultats obtenus par l'étude morphoscopique sont groupés dans le tableau 2-4 et les photos prises sont données dans l'annexe 3.

Tableau 2-4 : Résultats de l'étude morphoscopique se rapportant aux échantillons sélectionnés dans le cas d'étude

| Prélèvement | Forme des grains et aspect de surface | Classe | Milieu de dépôt |
|-------------|---|--------|-----------------|
| P1 | Grains de quartz sans calibrage, les grains de taille moyenne autour de 0.5mm sont très arrondis, dépolis et mats. Les grains plus fins sont anguleux et luisants | RM | Sables éoliens |
| P2 | | | |
| P3 | Grains de quartz peu calibrés, aspect arrondi, brillant et luisant | EL | Sables marins |
| P4 | Grains de quartz bien calibrés, aspect arrondi, brillant et luisant | | |
| P5 | Grains de quartz fin, bien calibrés et arrondis, aspect brillant et luisant | | |

2.2. L'argile

Etant une partie de notre investigation les argiles doivent être revues en détails et étudiées pour être évaluées pour leur impact sur les milieux poreux. Conventionnellement, le terme argile désigne l'ensemble des minéraux présentant une taille inférieure à 2 μm dans une roche. Cette coupure granulométrique est héritée des études pétrographiques effectuées par microscopie optique à la fin du XIX^e siècle. Cette appellation diffère en fonction des domaines d'études. Ainsi, en géologie, les argiles sont définies comme étant des minéraux et leur terme est utilisé pour décrire les phyllosilicates. Dans notre investigation et pour la réalisation des échantillons artificiels au laboratoire, le liant a été considéré comme étant des argiles. La fraction argileuse ajoutée aux sables provenait des trois principales familles d'argiles. (Photo 2-2). Les argiles utilisées sont :

- La montmorillonite : à teneurs variables en Na, Al, Fe, Mg, représentée par la bentonite, cette dernière étant essentiellement constituée de montmorillonite. Le nom bentonite vient de Fort Benton dans le Wyoming aux États-Unis. Connue aussi sous le terme de terre à foulon. La montmorillonite utilisée provient de fournisseur certifié.

-

- La Kaolinite : $Al_4[Si_4O_{10}](OH)_8$ fréquente dans les roches sédimentaires argileuses résiduelles ou détritiques, provenant de l'altération de roches acides riches en feldspath. Le nom de kaolinite provient du chinois signifiant « terre des hautes collines ». La kaolinite utilisée provient du gisement de Djebel Debbagh.
- Illite $K_xAl_2[Si_{4-x}Al_xO_{10}](OH)_2$, Le nom Illite vient de l'État américain de l'Illinois, où l'illite a été décrite pour la première fois en 1937. L'illite utilisée provient de fournisseurs certifiés



Photo 2-2 : les trois argiles utilisées pour la confection des échantillons

a. Essai de gonflement libre à l'éprouvette

L'essai de gonflement libre est un des essais utilisés pour l'identification des argiles gonflantes (Holtz & Kovacs, 1991). L'essai consiste à verser doucement 10ml d'argile sec dans une éprouvette graduée contenant 100ml d'eau distillée et à observer le volume à l'équilibre après gonflement. On définit le gonflement libre par la formule suivante :

$$\text{Gonflement libre} = (\text{volume final}) - (\text{volume initial}) / (\text{volume initial}).100 (\%)$$

Notre expérience menée au laboratoire des Travaux Publics était destinée à évaluer les argiles utilisées et leur degré de gonflement. La détermination de ce dernier paramètre a pour objectif l'évaluation de l'impact expansif des argiles et leur augmentation de volume, dont l'effet est la réduction du volume poreux. Les échantillons dont les valeurs de gonflement libre sont de 50% ou moins ne présentent que de faibles variations de volume.

Dans le cadre de notre étude expérimentale, trois types d'échantillons d'argiles ont été soumis à des essais de gonflement libre se rapportant à l'observation hiérarchique de leur gonflement. Le premier essai a été réalisé avec l'eau pour phase mouillante (figure 2-9).

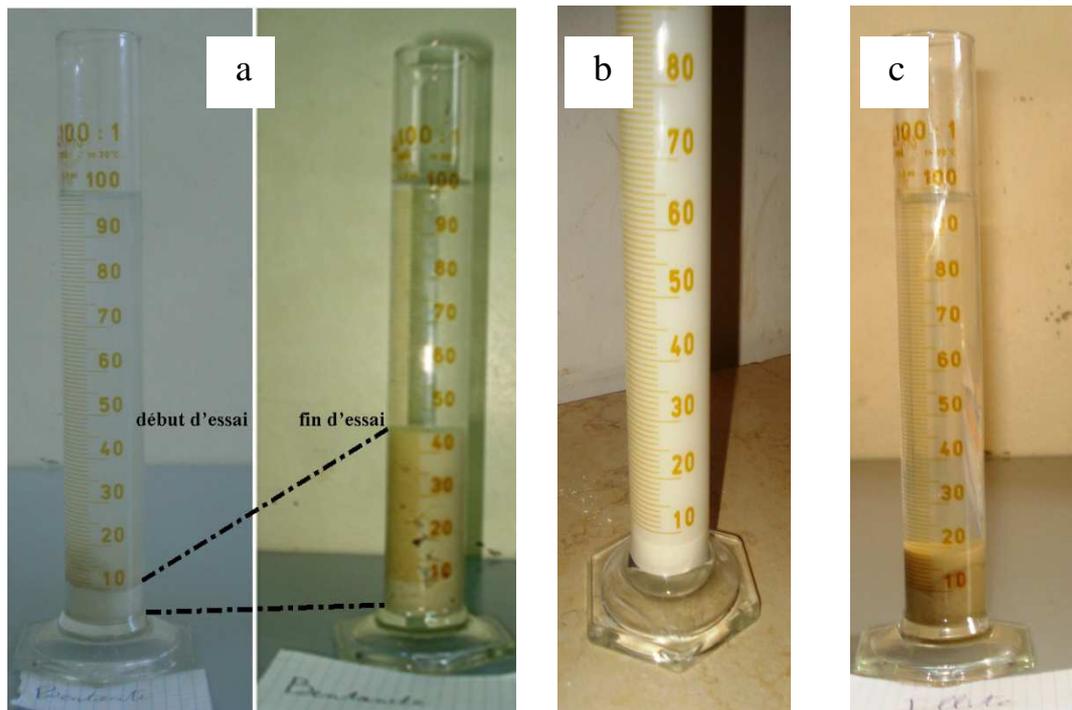


Figure 2-9 : Essai de gonflement libre à l'éprouvette sur des échantillons saturés par l'eau :
 a) bentonite ; b) kaolinite et c) illite

Suivant le même protocole opératoire, mais avec pour phase fluide un hydrocarbure (huile) provenant d'un puits de Hassi Messaoud (figure 2-10), une série identique d'échantillons a été préparée et expérimentée.

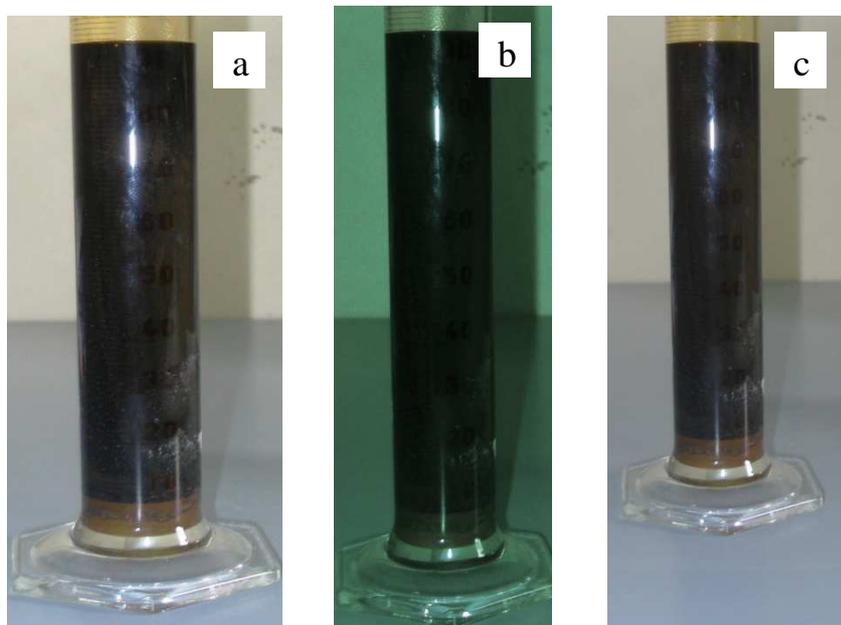


Figure 2-10: Essai de gonflement libre à l'éprouvette sur des échantillons saturés par hydrocarbure :
 a) bentonite ; b) kaolinite et c) illite

Ces deux séries d'essais expérimentaux nous ont permis d'établir l'ordre de gonflement de chaque type d'argile respectivement vis-à-vis de la phase aqueuse et de celle de l'hydrocarbure. L'expérience ainsi menée a donné les résultats suivants (tableau 2-5).

Tableau 2-5 : Résultats de l'essai de gonflement libre à l'éprouvette

| | Type D'argile | Volume initial (ml) | Volume final (ml) | Gonflement libre | Ordre de gonflement |
|------------------------|---------------|---------------------|-------------------|------------------|---------------------|
| Saturation par eau | Bentonite | 10 | 45 | 350% | Très élevé |
| | Kaolinite | 10 | 12 | 20% | Faible |
| | Illite | 10 | 15 | 50% | Faible |
| Saturation par pétrole | Bentonite | 10 | 10 | 0% | Nul |
| | Kaolinite | 10 | 10 | 0% | |
| | Illite | 10 | 10 | 0% | |

- Le gonflement des argiles est dû à l'eau et ne peut être généré par la présence du pétrole
- Le gonflement important est celui de la bentonite. L'illite et la kaolinite gonfle aussi mais d'un pourcentage faible.

2.3. Mixture sables/argiles et impact sur les milieux poreux

2.3.1. Préparation des échantillons à base des mélanges sables/argiles

Des mélanges de sables et d'argiles ont été préparés (figure 2-11) selon les dosages programmés en références aux formations réservoirs répandues qui sont les grès. En se basant sur les différents réservoirs surtout à hydrocarbure et à l'image des champs de Hassi Messaoud ou Hassi Rmel (Wec, 2007) attestant de présence argileuse pouvant atteindre une fraction de 20 à 30%, notre investigation s'est appuyée. Le choix pour la confection des différentes carottes a été fixé sur un liant argileux oscillant entre 15 ; 25 et 35% d'argiles par rapport aux sables. Ce choix fractionnel est aussi supporté par la sélection des types d'argiles les plus répandues dans les milieux poreux.

On a ainsi obtenu neuf mélanges :

- | | | | |
|----|-----------|---|---------------|
| 1- | 65% sable | + | 35% bentonite |
| 2- | 75% sable | + | 25% bentonite |
| 3- | 85% sable | + | 15% bentonite |
| 4- | 65% sable | + | 35% kaolinite |
| 5- | 75% sable | + | 25% kaolinite |
| 6- | 85% sable | + | 15% kaolinite |
| 7- | 65% sable | + | 35% illite |
| 8- | 75% sable | + | 25% illite |
| 9- | 85% sable | + | 15% illite |



Figure 2-11 : Mode préparatoire des mélanges sables/argiles

1. Elimination par tamisage des particules inférieure à $2\mu\text{m}$
2. Pesée du sable et de l'argile pour la détermination des pourcentages
3. Préparation des mélanges sables / argiles

2.3.2. Consolidation des différentes mixtures établies : carotte

La consolidation s'est faite au laboratoire, sous l'action de pression, grâce à la presse uniaxiale de grande précision (figure 2-12). Il s'agit d'un processus ayant comme objectif l'aboutissement progressif de la carotte à un état de réservoir par une réduction du volume poreux originel.

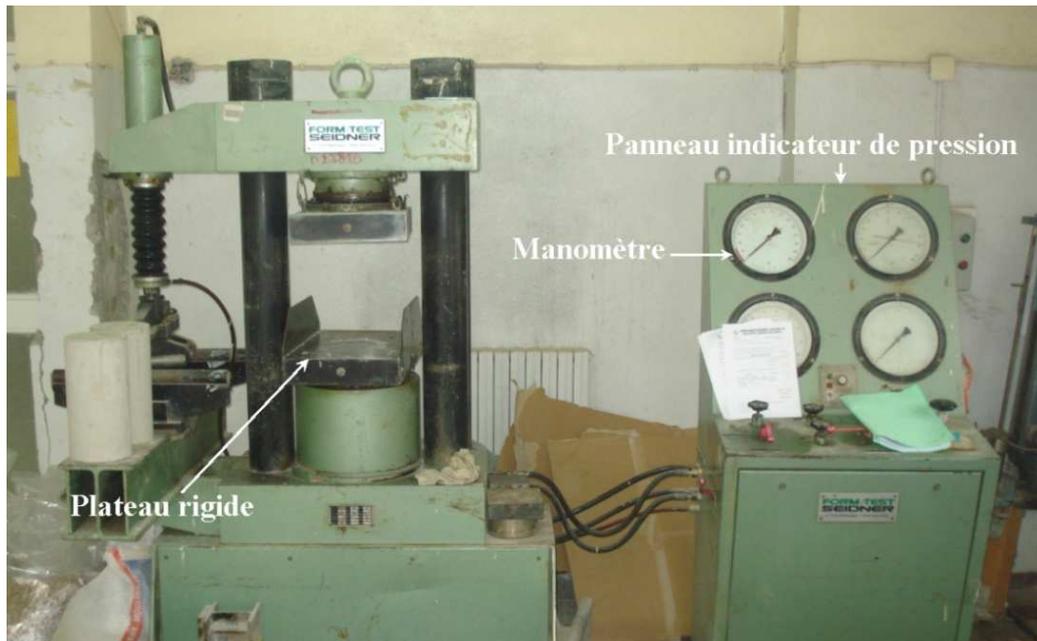


Figure 2-12 : La presse uni-axiale qui a servi pour la consolidation et l'obtention de diverses carottes projetées pour simuler le réservoir (échantillons)

Subséquentement et selon le processus, nos différents mélanges ont été placés dans des moules cylindriques, pour être ensuite consolidés par la presse uni-axiale. Cette dernière étant munie d'un dispositif de chargement permettant d'imposer un déplacement à vitesse constante d'un plateau rigide s'enfonçant dans le moule cylindrique comportant le mélange. Un manomètre, joint à ce dispositif, nous a permis de mesurer la force exercée avec une incertitude de 2/100, la force sélectionnée étant fixée et maintenue durant une heure de temps (figure 2-13).



Figure 2-13 : Procédure de consolidation des échantillons

1. Introduction du mélange sables / argiles dans le moule cylindrique
2. Compactage du mélange par une dame
3. Consolidation par enfoncement du plateau rigide dans le moule cylindrique

Chaque mélange sables/argiles, parmi les neuf réalisés, a subi une consolidation selon trois pressions sélectionnées en fonction du gradient pression courant, les pressions choisies correspondant respectivement à des profondeurs allant de 1000, 2000 et 3000m projetées dans un diagramme pression / profondeur (figure 2-14). Le choix de ces profondeurs et ces

pressions calculées se base sur le gradient normal de pression correspondant a la pression de surcharge ou :

$$S = P + O$$

Avec (S) la pression de surcharge (overburden), (P) pression lithostatique et (O) = Pression hydrostatique ou de la colonne de fluide (a la profondeur considérée généralement comme normale = 0.433 psi/ft pour une salinité d'eau fraiche de 30000ppm).

Le gradient de cette pression est calcule par

$$(Po/D) = Po / Profondeur \text{ avec } Po = \text{pression de surcharge}$$

Cependant étant dans un réservoir ou les pores sont remplis de fluide donc il faut prendre en considération la pression de fluide remplissant les pores (Pp). Cette pression ou son gradient dépend surtout du type de fluide remplissant les pores (eau huile ou gaz). Son effet est contraire à la pression hydrostatique (Po). On assume dans notre cas que (Po) gradient est l'équivalent de (Pp) gradient. La valeur de la pression restante est appelée la pression effective. Qui devient dans notre cas : 3000 PSI à 1000m, 6000 PSI à 2000m et 9000 PSI à 3000 m (*ER Crains, 2000*)

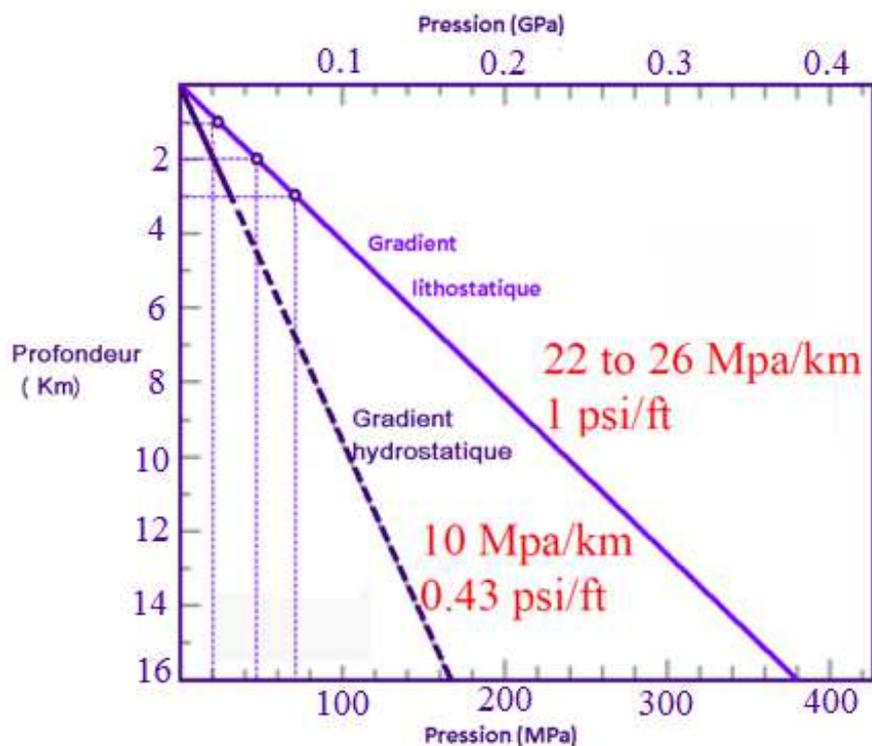


Figure 2-14 : Gradient de pression

Le même auteur (*ER Crains, 2000*) a pu établir une relation entre la pression de surcharge et la porosité d'un réservoir qui est la suivant (tableau 2-6)

Tableau 2-6 : Relation entre la pression de surcharge et la porosité d'un réservoir

| Les valeurs typiques du Po/D | Psi/ft | Kpa/m |
|------------------------------|--------|-------|
| grés porosité 30% | 0.91 | 20.6 |
| grés porosité 20% | 0.98 | 22.2 |
| grés porosité 10% | 1.05 | 23.8 |
| grés porosité 0% | 1.12 | 25.4 |
| Pélite | 1.15 | 26.0 |
| argile schisteuse | 1.23 | 27.7 |
| calcaire | 1.15 | 26.0 |
| dolomie | 1.21 | 27.4 |
| anhydrite | 1.26 | 28.5 |

On remarque que la liaison qui existe est la suivante :

Concernant le détritique : plus la porosité augmente moins est la valeur de la pression de surcharge.

Les échantillons obtenus (figure 2-15) ont été désignés dans le tableau 2.7.



Figure 2-15 : Aspect de quelques échantillons suites à leur consolidation

Tableau 2-7 : La désignation et les caractéristiques des échantillons confectionnés au laboratoire

| Echantillon Désignation | Argile ajouté | Force (Kn) | Pression (bars) | Pression (PSI) | Profondeur équivalente (m) |
|----------------------------|------------------|---------------|--------------------|-------------------|----------------------------------|
| 1-1 | 35% bentonite | 100 | 200 | 2898 | 1000 |
| 1-2 | | 216 | 430 | 6231 | 2000 |
| 1-3 | | 350 | 700 | 10144 | 3000 |
| 2-1 | 25% bentonite | 100 | 200 | 2898 | 1000 |
| 2-2 | | 216 | 430 | 6231 | 2000 |
| 2-3 | | 350 | 700 | 10144 | 3000 |
| 3-1 | 15% bentonite | 100 | 200 | 2898 | 1000 |
| 3-2 | | 216 | 430 | 6231 | 2000 |
| 3-3 | | 350 | 700 | 10144 | 3000 |
| 4-1 | 35% Kaolinite | 100 | 200 | 2898 | 1000 |
| 4-2 | | 216 | 430 | 6231 | 2000 |
| 4-3 | | 350 | 700 | 10144 | 3000 |
| 5-1 | 25% Kaolinite | 100 | 200 | 2898 | 1000 |
| 5-2 | | 216 | 430 | 6231 | 2000 |
| 5-3 | | 350 | 700 | 10144 | 3000 |
| 6-1 | 15% Kaolinite | 100 | 200 | 2898 | 1000 |
| 6-2 | | 216 | 430 | 6231 | 2000 |
| 6-3 | | 350 | 700 | 10144 | 3000 |
| 7-1 | 35% Illite | 100 | 200 | 2898 | 1000 |
| 7-2 | | 216 | 430 | 6231 | 2000 |
| 7-3 | | 350 | 700 | 10144 | 3000 |
| 8-1 | 25% Illite | 100 | 200 | 2898 | 1000 |
| 8-2 | | 216 | 430 | 6231 | 2000 |
| 8-3 | | 350 | 700 | 10144 | 3000 |
| 9-1 | 15% Illite | 100 | 200 | 2898 | 1000 |
| 9-2 | | 216 | 430 | 6231 | 2000 |
| 9-3 | | 350 | 700 | 10144 | 3000 |

3. Mode opératoire et détermination des caractéristiques pétrophysiques

Dans le contexte des milieux poreux et roches réservoirs, des études ont montré que le comportement des roches à haute pression présente de nombreux points communs avec celui des sols (*Schofield & Wroth, 1968. Wood, 1990. Whitlow, 2000*). La théorie de la "Mécanique des sols à l'état critique" peut alors être utilisée pour modéliser le comportement mécanique de ces échantillons sous l'effet de certains paramètres.

Dans le cas d'étude, les mesures de perméabilité et de porosité ont été réalisées au laboratoire des travaux publics selon les dispositifs et les modes opératoires suivants à une température ambiante (20°C).

3.1 Dispositif et déroulement de la mesure de perméabilité

Pour la mesure de la perméabilité selon la norme expérimentale **XP CEN ISO/TS 17892-11** nous avons utilisé un dispositif (figure 2-16) constitué de :

- 1 bâti d'œdomètre
- 1 tube piézométrique étalonné avec système de graduation
- 1 dispositif d'alimentation en eau avec robinet à trois voies
- 1 cellule œdométrique de perméabilité (embase supérieure, disques drainants, joint en caoutchouc, porte éprouvette)
- du matériel pour la préparation de l'éprouvette (bague œdométrique, règle à araser...)
- 1 chronomètre

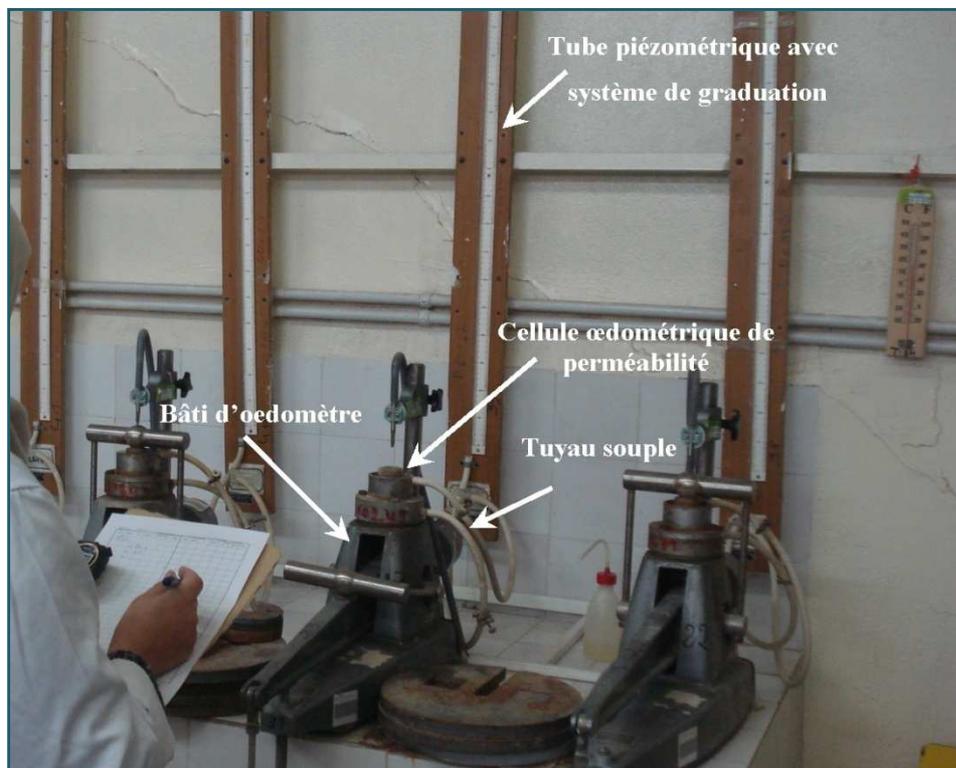


Figure 2-16 : Dispositif de la mesure de perméabilité à œdomètre

a. Principe

On écoule l'eau distillée à travers l'éprouvette d'échantillon et on mesure les variations du niveau d'eau en fonction du temps.

b. Méthode

L'éprouvette est taillée à partir de l'échantillon et ensuite placée dans une cellule œdométrique de perméabilité (figure 2-17).



Figure 2-17 : Etapes de la préparation de l'éprouvette d'échantillon nécessaire pour la réalisation des mesures de perméabilité

Par la suite on branche le tuyau souple sur l'embout, on alimente en eau le tube et le tuyau. Quant il n'ya plus d'air dans le tube piézométrique, on branche le tuyau souple sur la cellule ce robinet est ouvert lorsque l'eau sort par le trop plein on peut faire une mesure de h_0 au temps (t_0). On effectue ensuite régulièrement des mesures (h_n) au temps (t_n) par le biais du chronomètre, jusqu'à atteindre le bas de l'échelle du tube piézométrique (figure 2-18).

Les feuilles d'essais ainsi réalisés ont été annexées en Annexe 3.

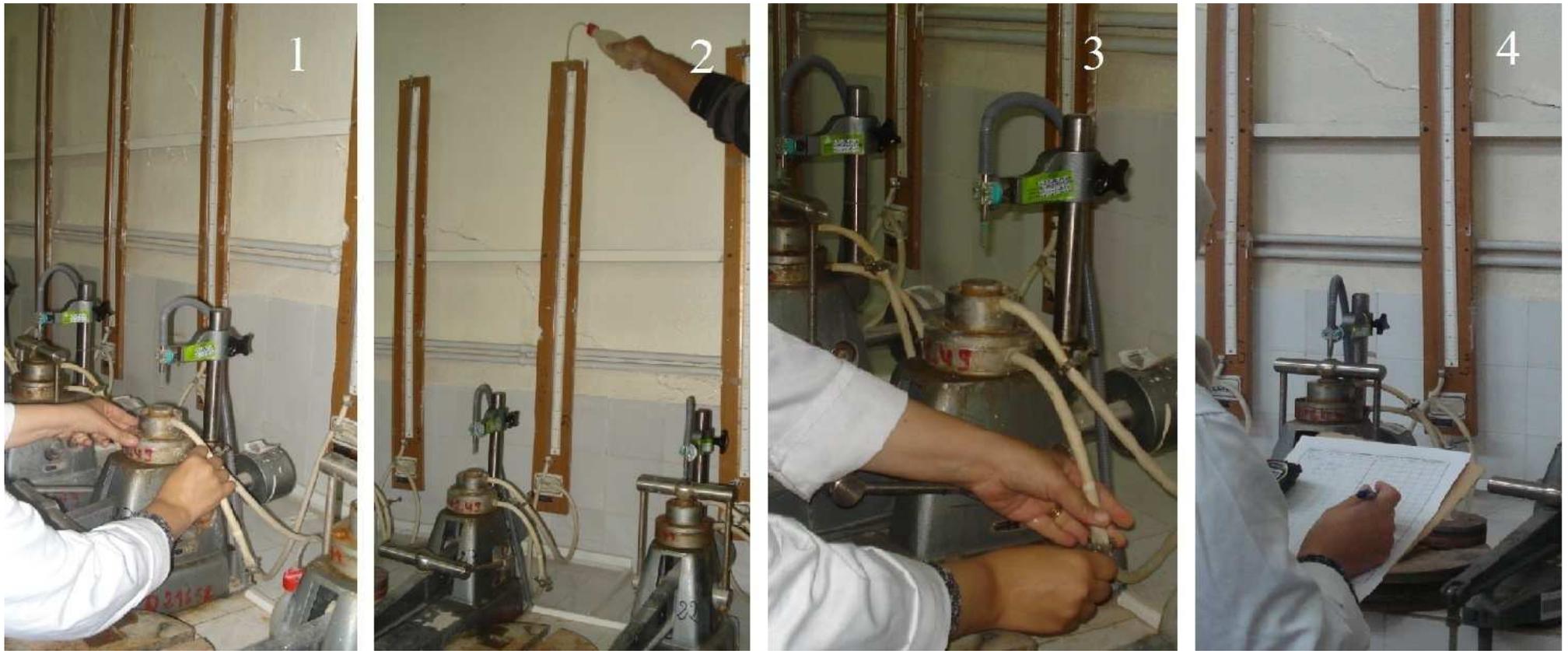


Figure 2-18 : Le processus de déroulement de l'essai de perméabilité à l'œdomètre

1. Installation de la cellule sur le bâti et branchement du tuyau souple sur l'embout
2. Alimentation en eau du tube piézométrique
3. Ouverture du robinet
4. Mesures régulière du niveau d'eau

c. Calcul

La formule utilisée pour le calcul de perméabilité k est la suivante (selon la norme XP CEN ISO/TS 17892-11) :

$$k = 2.3 \frac{A}{S} \cdot \frac{H}{(t_1 - t_0)} - \log \left(\frac{h_0}{h_1} \right)$$

A : section du tube piézométrique (cm²)

S : section de l'éprouvette (cm²)

H : épaisseur de l'éprouvette (cm)

h : lecture sur la règle graduée du tube piézométrique (cm)

t : temps pris pour les lectures (S)

3.2 Dispositif et déroulement de la mesure de porosité

La porosité est, par définition, le rapport du volume des vides (V_V) au volume total (V_t) du corps considéré. Le volume du solide (V_s) est donné par :

$$V_s = V_t - V_V$$

Il suffit de mesurer deux de ces trois paramètres pour calculer la porosité.

Dans le cas de notre investigation, nous avons opté pour la détermination de la porosité initiale des échantillons avant leur consolidation, suivie de la mesure de la porosité des échantillons consolidés, sous différentes pressions.

a. Mesure de la porosité initiale des mélanges argiles/sables

La porosité (\emptyset) d'échantillon remanié peut être calculée en fonction de la masse volumique des grains solides (γ_s) et le poids volumique sec (γ_d) par la formule suivante :

$$\emptyset = 1 - \frac{\gamma_d}{\gamma_s}$$

La masse volumique des grains solides a été mesurée selon la norme **NF P94-054**. Nous avons utilisé le pycnomètre comme outil et le toluène comme liquide de remplissage (figure 2-19), après préparation de l'échantillon par étuvage à 105°C pendant 24heures. La lecture des différents poids a été faite sur balance électronique de précision 0,001g.

Le poids volumique sec a été mesuré par pesé hydrostatique et à l'air libre, selon la norme **NF P94-053**. Il représente le rapport de la masse sèche (m_s) sur le volume (V) selon la formule suivante :

$$\gamma_d = \frac{m_s}{V}$$

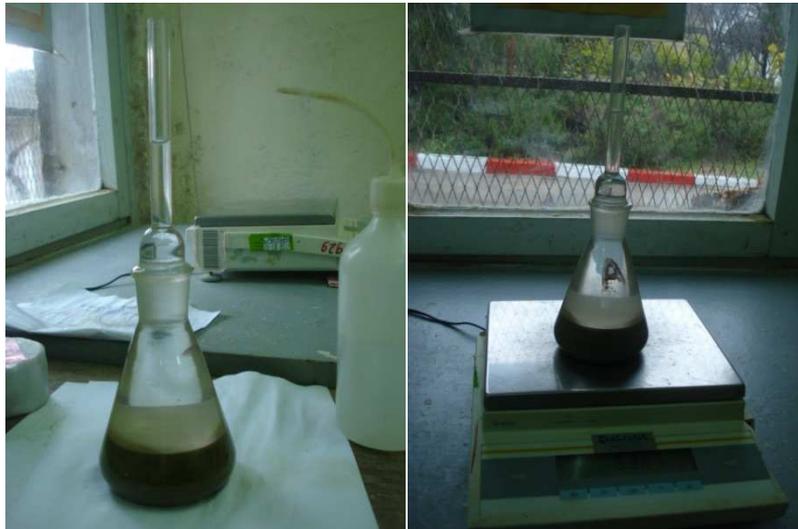


Figure 2-19 : Etapes de la mesure de la masse volumique des grains solides au pycnomètre

b. Mesure de porosité des échantillons consolidés

La méthode adoptée a été proposée et comparée à celle du porosimètre à air, d'un usage courant dans les recherches pétrolières, par Roubault (1961). Elle consiste à réaliser une imprégnation par l'eau distillée aussi complète que possible et à mesurer le poids de l'eau absorbée (figure 2-20), selon les étapes suivantes :

- Etuvage des échantillons à 200°C jusqu'à poids constant
- Pesée à l'air libre des échantillons secs
- Immersion dans l'eau distillée : 1 jour. Une immersion plus prolongée comporte quelques risques car des phénomènes de dissolution peuvent intervenir.
- Séchage superficiel sur papier filtre des échantillons
- Pesée immédiate, à l'air libre, des échantillons saturés au moyen d'une balance fermée. Afin d'éliminer l'influence de l'évaporation, la balance électronique utilisée est de grande précision (0,001g).

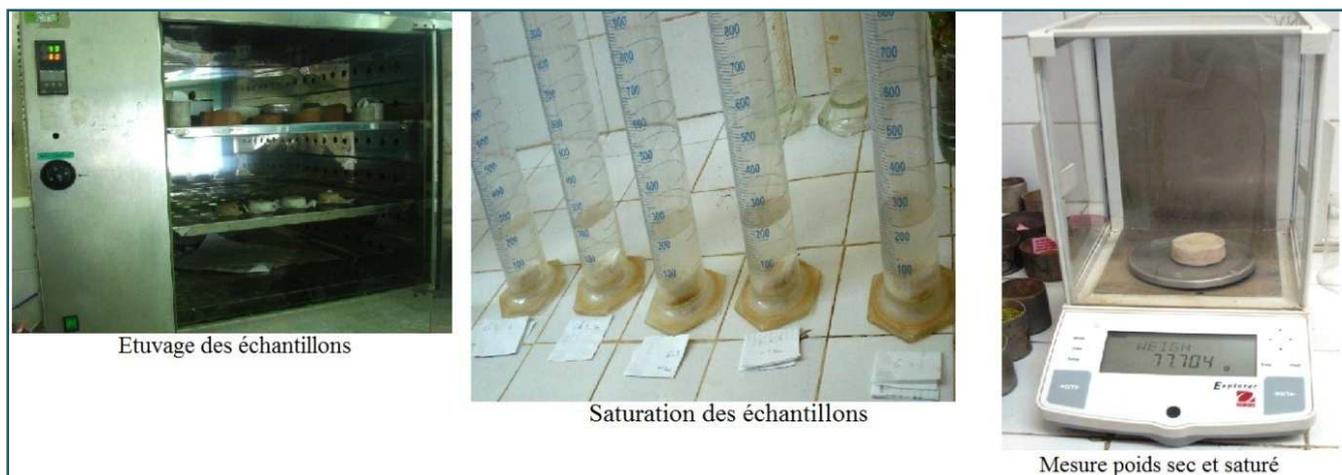


Figure 2-20 : Etapes et dispositif de mesure de la porosité

Les échantillons, taillés pour la mesure de porosité, sont de même diamètre pour respecter les mêmes conditions d'essais, afin que les résultats obtenus puissent être sujets de comparaisons. Pour chaque échantillon, trois mesures de porosité ont été effectuées, mais seule la valeur moyenne a été prise en compte.

3.3. Dispositif et déroulement de la mesure du drainage et l'imbibition

En milieu poreux, deux types de déplacement sont rencontrés :

- le drainage, lorsqu'un fluide non mouillant pour la surface est injecté pour déplacer un fluide en place mouillant.
- l'imbibition, cas inverse du drainage, mesuré lorsqu'un fluide mouillant est injecté pour déplacer un fluide en place non mouillant.

Le fluide mouillant considéré dans nos essais était l'eau par rapport au pétrole non mouillant.

Les essais se sont déroulés, sous pression atmosphérique et appliqués à trois échantillons représentatifs :

| | | | |
|-----|-----------|---|---------------|
| 3-1 | 85% sable | + | 15% bentonite |
| 6-1 | 85% sable | + | 15% kaolinite |
| 9-1 | 85% sable | + | 15% illite |

a. Le drainage

Les essais de drainage se sont déroulés selon les étapes suivantes :

- une saturation des trois échantillons en eau jusqu'à poids constant
- une immersion des échantillons dans le pétrole
- un enregistrement du volume d'eau récupérée.

Les essais de drainage se sont avérés infructueux. A priori, la pression atmosphérique à elle seule n'est pas suffisante pour le drainage.

b. L'imbibition

Les essais d'imbibition se sont déroulés selon les étapes suivantes :

- une saturation des trois échantillons en pétrole jusqu'à poids constant (photo 2-3)



Photo 2-3: échantillon après saturation en pétrole

- une immersion totale des échantillons saturés en pétrole dans l'eau (photo 2-4)



Photo 2-4: immersion de l'échantillon dans l'eau

- un enregistrement du volume de pétrole récupéré à la fin de l'essai (photos 2-5 et 2-6)

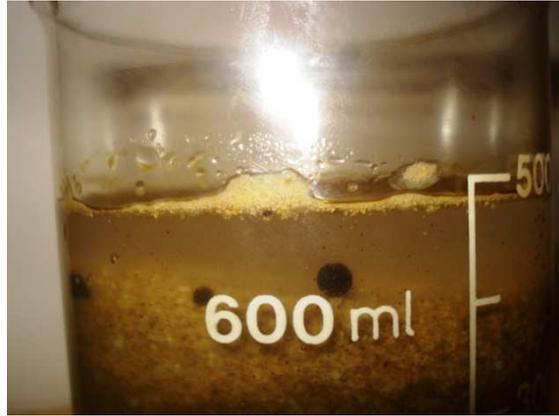


Photo 2-5: gouttes de pétrole déplacé



Photo 2-6: pétrole récupéré à la fin de l'essai sur l'échantillon 9-1

4. Présentation des résultats

4.1. Résultats de la mesure de perméabilité

L'ensemble des résultats de la mesure de perméabilité, par le biais du dispositif œnométrique, a été regroupé dans le tableau 2-8. Il apparaît que les échantillons contenant de la bentonite ont les plus faibles valeurs de perméabilités. Les échantillons dosés à kaolinite et illite, assimilés à des ciments, ont des valeurs de perméabilités qui se rapprochent. Elles peuvent être considérées relativement comme moyenne à bonne, avec une préférence pour les échantillons à kaolinite.

Tableau 2-8 : Résultats de la mesure de perméabilité sur les carottes artificielles confectionnées avec différents types et fractions de ciment argileux

| Echantillon Désignation | Perméabilité (mD) | Classification | Argile ajouté |
|-------------------------|-------------------|----------------|---------------|
| 1-1 | 6.797 | Faible | 35% bentonite |
| 1-2 | 6.114 | Faible | |
| 1-3 | 5.927 | Faible | |
| 2-1 | 10.576 | Médiocre | 25% bentonite |
| 2-2 | 9.613 | Faible | |
| 2-3 | 8.398 | Faible | |
| 3-1 | 88.605 | Moyenne | 15% bentonite |
| 3-2 | 78.267 | Moyenne | |
| 3-3 | 75.988 | Moyenne | |
| 4-1 | 90.866 | Moyenne | 35% kaolinite |
| 4-2 | 82.525 | Moyenne | |
| 4-3 | 76.486 | Moyenne | |
| 5-1 | 160.466 | Moyenne | 25% kaolinite |
| 5-2 | 103.910 | Moyenne | |
| 5-3 | 90.366 | Moyenne | |
| 6-1 | 272.598 | Bonne | 15% kaolinite |
| 6-2 | 247.816 | Bonne | |
| 6-3 | 219.291 | Bonne | |
| 7-1 | 79.582 | Moyenne | 35% illite |
| 7-2 | 75.983 | Moyenne | |
| 7-3 | 73.622 | Moyenne | |
| 8-1 | 157.438 | Moyenne | 25% illite |
| 8-2 | 90.250 | Moyenne | |
| 8-3 | 83.235 | Moyenne | |
| 9-1 | 213.667 | Bonne | 15% illite |
| 9-2 | 207.821 | Bonne | |
| 9-3 | 180.525 | Moyenne | |

a. Représentation des variations de la perméabilité en fonction du taux et du type d'argile

- Cas de la Bentonite : Les perméabilités obtenues, pour les échantillons à 25% et 35% de bentonite, sont faibles ; celles pour les échantillons à 15% sont moyennes.

La perméabilité pour les échantillons à bentonite (figure 2-21) a diminué considérablement, d'une moyenne de 88%, entre 15 et 25% de bentonite et d'une moyenne de 64%, entre 25 et 35% pour ce qui correspond à aux profondeurs de 1000m et de 2000m, et de 75% pour ce qui correspond à la profondeur de 3000m.

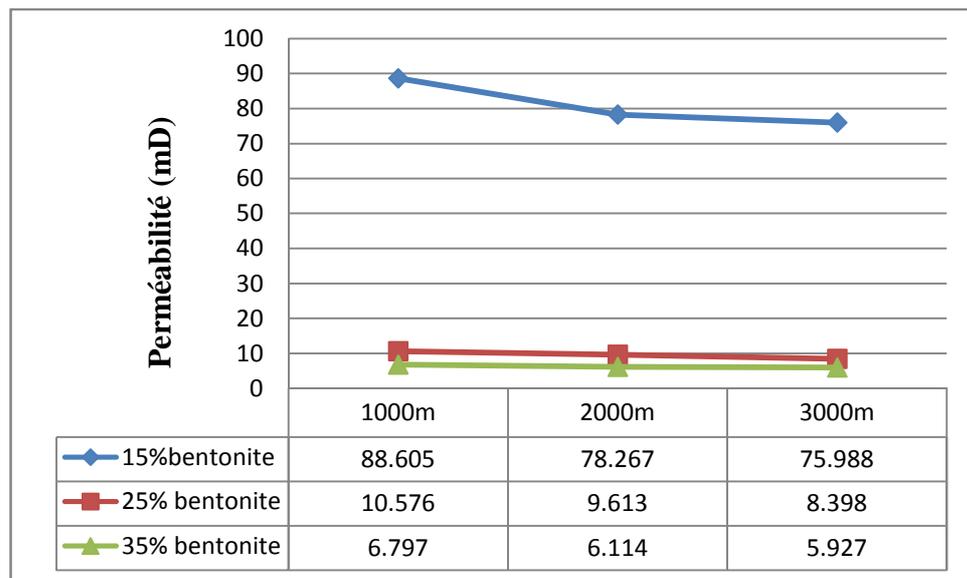


Figure 2-21 : Variation de la perméabilité pour les échantillons à bentonite

- Cas de la kaolinite : Les perméabilités obtenues pour les échantillons à 25 et 35% de kaolinite sont moyennes, tandis que celles des échantillons à 15% sont bonnes.

La perméabilité correspondant à la profondeur de 1000m, selon un gradient de pression normal (1psi/ft), a diminué d'une moyenne de 59 % de sa valeur initiale (figure 2-22) en présence de 15 à 25 % de kaolinite et d'une valeur moyenne de 57 % entre 25 et 35%.

A la profondeur de 2000m, La perméabilité correspondante a diminué d'une moyenne de 42% de sa valeur initiale en présence de 15 à 25 % de kaolinite et d'une moyenne de 79 % entre 25 et 35 %. La figure 3-21 est une illustration de cette évolution.

Un changement de perméabilité a eu aussi lieu à la profondeur de 3000m. On constate une décroissance de 41% de la valeur initiale de la perméabilité pour les échantillons contenant 15 et 25 % de kaolinite. Quand cette dernière a augmenté pour atteindre 15 et 25% de la roche totale (échantillon), cette perméabilité K a diminué d'une valeur importante de 85% de sa valeur initiale.

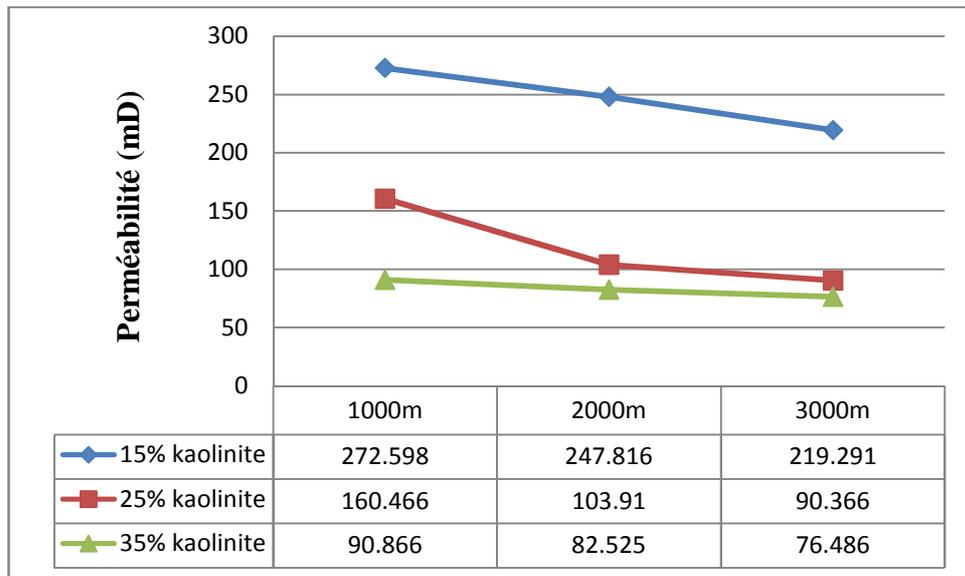


Figure 2-22: Variation de la perméabilité pour les échantillons à kaolinite

- Cas de l'illite : Les perméabilités obtenues pour les échantillons composés de 25 et 35 % d'illite sont moyennes, celles des échantillons à 15 % sont bonnes.

La perméabilité, correspondant à 1000m de profondeur (figure 2-23), a diminué d'une moyenne de 74 %, en présence de 15 à 25 % d'illite et d'une moyenne de 51% entre 25 et 35%.

La perméabilité correspondant à 2000m de profondeur a diminué d'une moyenne de 43%, en présence de 15 et 25% d'illite et d'une moyenne de 84 % entre 25 et 35 %.

La perméabilité correspondant à 3000m de profondeur a diminué d'une moyenne de 46%, en présence de 15 et 25% d'illite et d'une moyenne de 88% entre 25 et 35% d'illite. La figure 3-22 illustre l'évolution de la perméabilité en fonction des différentes profondeurs.

Les perméabilités obtenues pour les échantillons à 25 et 35% d'illite sont relativement moyennes, pour les échantillons à 15% les perméabilités sont relativement bonnes.

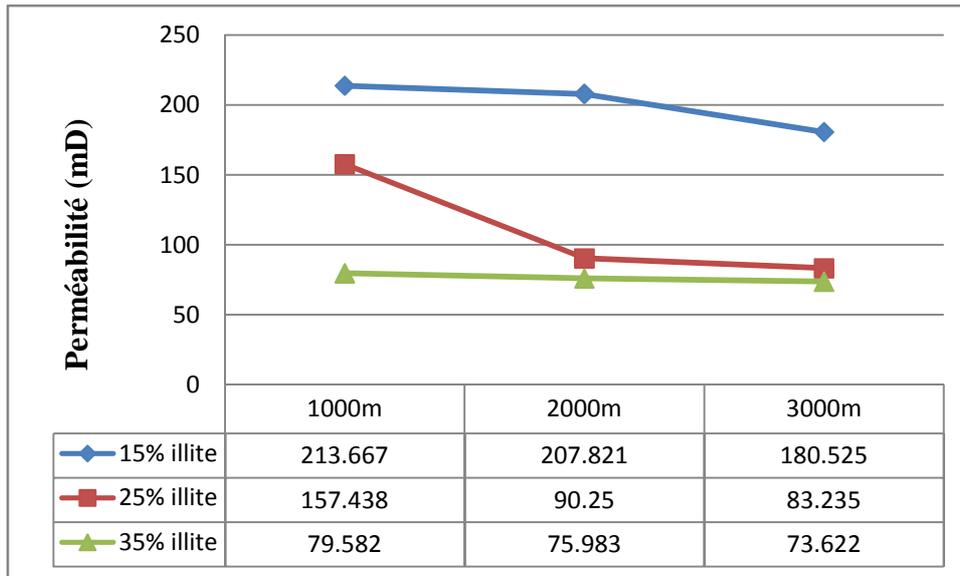


Figure 2-23 : Variation de la perméabilité pour les échantillons à illite

b. Variations de la perméabilité en fonction de la profondeur

A l'issue de ces résultats, la première constatation qui s'impose est que la variation de la perméabilité est fonction de la profondeur (figures 2-24, 2-25 et 2-26) et que les échantillons à bentonite sont de loin les plus faibles en termes de perméabilité.

Pour les échantillons à kaolinite et illite, quant à eux, les résultats obtenus sont très rapprochés pour les trois profondeurs considérées en ce qui concerne les teneurs de 25 et 35 %, tandis que l'écart est considérable pour la teneur de 15 %.

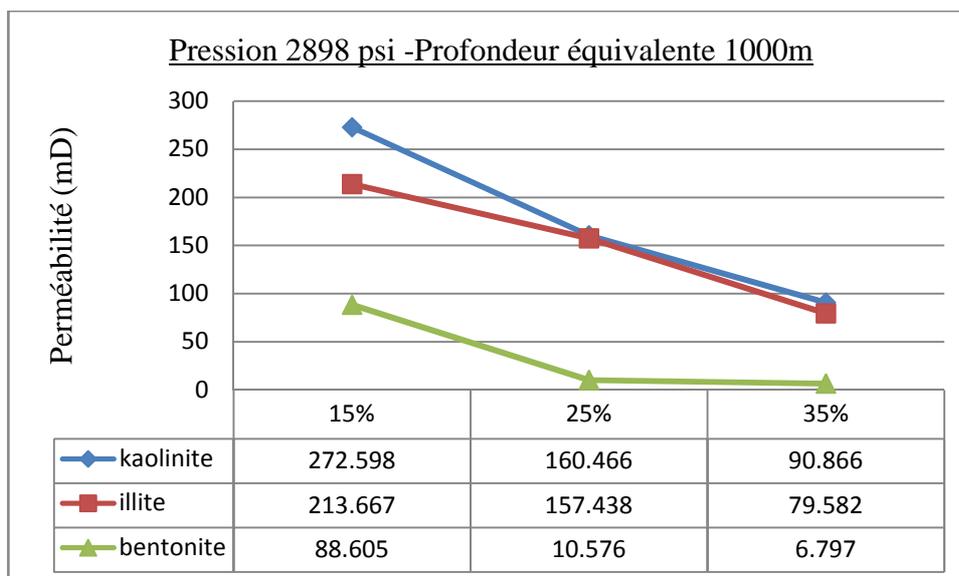


Figure 2-24 : La variation de la perméabilité des échantillons sous une pression correspondant à la profondeur de 1000m

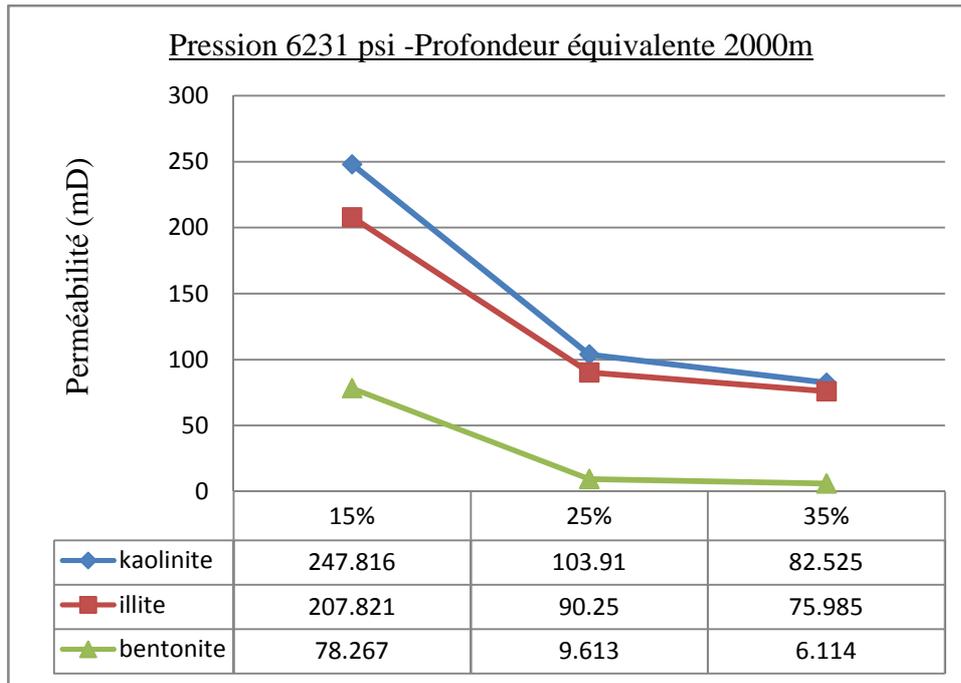


Figure 2-25 : La variation de la perméabilité des échantillons sous une pression correspondant à la profondeur de 2000m

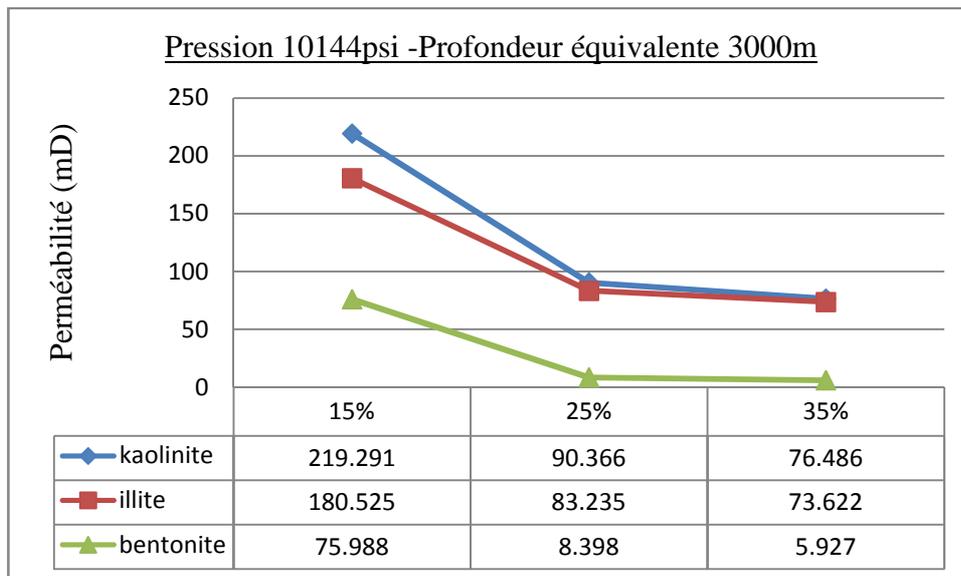


Figure 2-26 : La variation de la perméabilité des échantillons sous une pression correspondant à la profondeur de 3000m

4.2 Résultats de la mesure de porosité

a. Résultats de la mesure de porosité initiale

Les valeurs des porosités initiales (avant la consolidation) sont relativement élevées (tableau 2.8).

Tableau 2.9 : Résultats de la mesure de la porosité initiale présence de différents liants

| Argile ajoutée | Porosité (%) | Classification |
|----------------|--------------|----------------|
| 35% bentonite | 45 | Excellente |
| 25% bentonite | 42 | |
| 15% bentonite | 40 | |
| 35% kaolinite | 47 | |
| 25% kaolinite | 39 | |
| 15% kaolinite | 34 | |
| 35% illite | 37 | |
| 25% illite | 35 | |
| 15% illite | 31 | |

Il s'agit d'une porosité totale correspondant au volume des argiles présentes à un certain taux. (Figure 2-27). C'est ainsi que l'on note que cette porosité totale diminue avec la diminution du taux d'argile ajoutée.

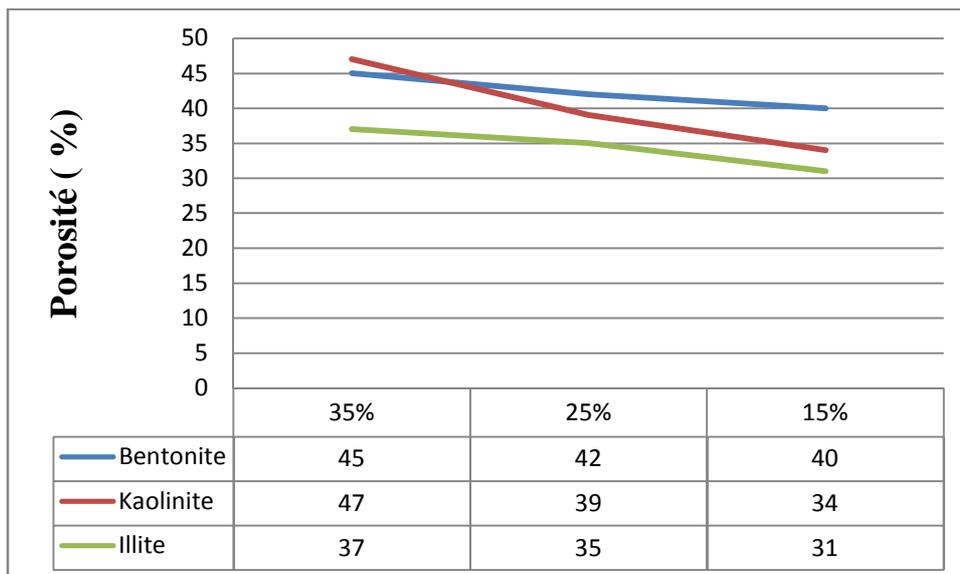


Figure 2-27 : Variation de la porosité initiale en fonction du type d'argile

b. Résultats de la mesure de porosité des échantillons consolidés

Les résultats obtenus sont regroupés dans le tableau 2-10. Pour l'ensemble des échantillons la porosité décroît en fonction de la profondeur et en fonction du taux d'argile.

Comme pour la perméabilité, les porosités les plus défavorables sont ceux des échantillons à bentonite ; les résultats pour les échantillons à kaolinite et illite, quant à eux, sont rapprochés avec une préférence pour la kaolinite (figures 2-28, 2-29 et 2-30).

Tableau 2-10 : Résultats de la mesure de porosité des échantillons consolidés avec les différents types et fractions de liants

| Echantillon Désignation | Porosité (%) | Classification | Argile ajoutée |
|-------------------------|--------------|----------------|----------------|
| 1-1 | 5 | Médiocre | 35% bentonite |
| 1.2 | 4 | Faible | |
| 1-3 | 3 | Faible | |
| 2-1 | 7 | Médiocre | 25% bentonite |
| 2-2 | 7 | Médiocre | |
| 2-3 | 5 | Médiocre | |
| 3-1 | 18 | Moyenne | 15% bentonite |
| 3-2 | 11 | Moyenne | |
| 3-3 | 8 | Médiocre | |
| 4-1 | 20 | Bonne | 35% kaolinite |
| 4-2 | 19 | Moyenne | |
| 4-3 | 16 | Moyenne | |
| 5-1 | 21 | Bonne | 25% kaolinite |
| 5-2 | 20 | Bonne | |
| 5-3 | 19 | Moyenne | |
| 6-1 | 26 | Bonne | 15% kaolinite |
| 6-2 | 25 | Bonne | |
| 6-3 | 23 | Bonne | |
| 7-1 | 18 | Moyenne | 35% illite |
| 7-2 | 15 | Moyenne | |
| 7-3 | 12 | Moyenne | |
| 8-1 | 19 | Moyenne | 25% illite |
| 8-2 | 17 | Moyenne | |
| 8-3 | 14 | Moyenne | |
| 9-1 | 22 | Bonne | 15% illite |
| 9-2 | 20 | Bonne | |
| 9-3 | 17 | Moyenne | |

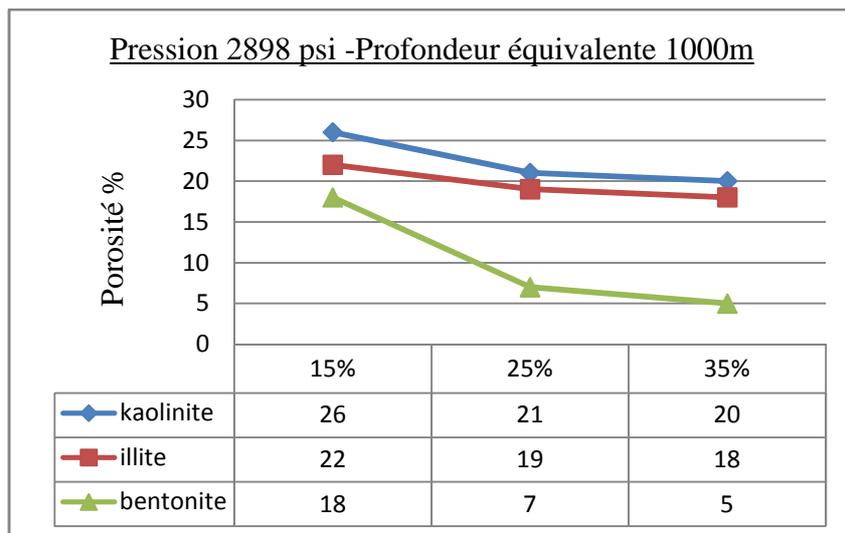


Figure 2-28 : Les variations de la porosité des échantillons sous une pression correspondant à la profondeur de 1000m

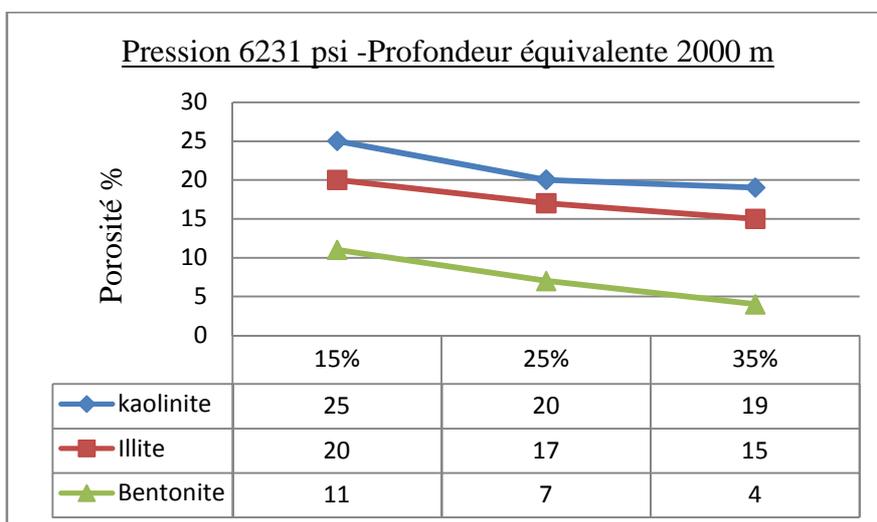


Figure 2-29: Les variations de la porosité des échantillons sous pression correspondant à une profondeur de 2000m

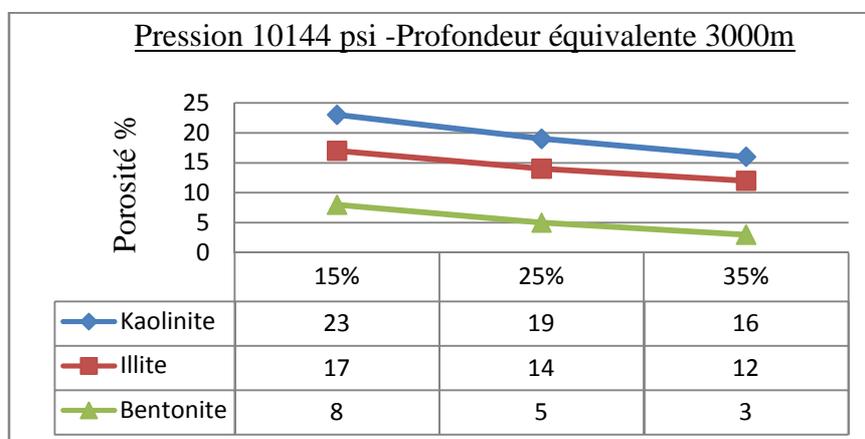


Figure 2-30 : Les variations de la porosité des échantillons sous pression correspondant à une profondeur de 3000m

4.3 Résultats de la mesure de l'imbibition

Les résultats de l'imbibition sont regroupés dans le tableau 2-11 suivant :

Tableau 2-11 : Résultats de la mesure de l'imbibition

| Echantillon désignation | Pression (PSI) | Profondeur équivalente | Argile ajoutée | Pétrole récupéré |
|-------------------------|----------------|------------------------|----------------|------------------|
| 3-1 | 2898 | 1000m | 15% bentonite | 20% |
| 6-1 | | | 15% kaolinite | 15% |
| 9-1 | | | 15% illite | 50% |

A l'opposé des mesures de perméabilité et de porosité, l'imbibition de l'échantillon à kaolinite a donné le résultat le plus faible, tandis que celle pour l'échantillon à bentonite est légèrement supérieure. L'imbibition de l'échantillon à illite s'impose comme étant de loin la plus remarquable.

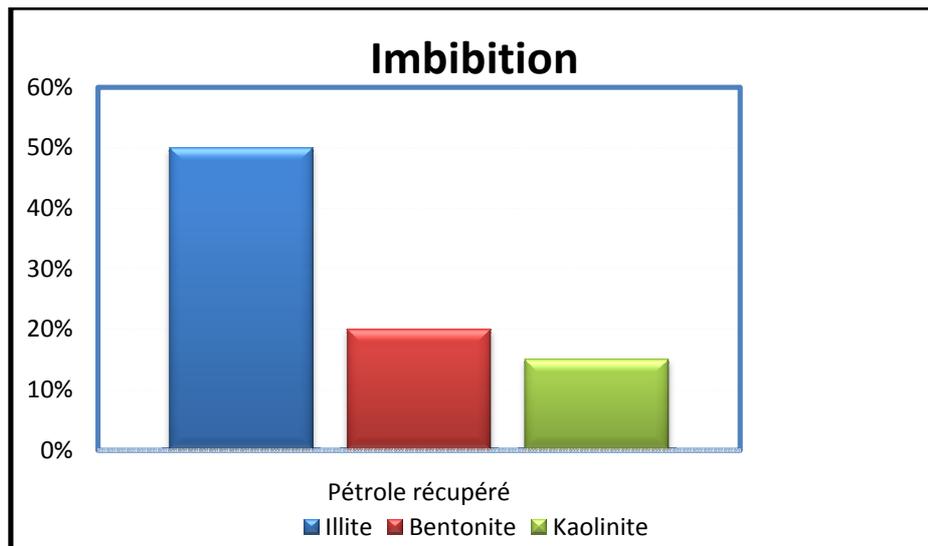


Figure 2-31 : Résultats de l'imbibition

1. Introduction

Les résultats, expérimentaux obtenus, à partir des expériences menées au laboratoire, allant de l'identification des matériaux utilisés pour la confection des carottes jusqu'aux essais d'imbibitions, ont montré qu'un réservoir peut dépendre d'une variété de paramètres. Durant l'étude menée, l'intérêt s'est notamment porté sur l'évolution des caractéristiques pétrophysiques soumis à une compaction atteignant les conditions de réservoir. L'introduction des fractions argileuses variables a révélé un distinct comportement du réservoir surtout en présence d'eau. Quant à la conduite des fluides, il a été substitué aux phénomènes d'imbibition particulièrement et aussi du drainage. Dans ce cas essentiellement et tenant compte des types et taux de l'argilosité des milieux poreux existant, le processus de gonflement et son intensité est directement lié à la structure des argiles et surtout à leur caractéristiques hydrophobe ou hydrophile (*Fassi-Fihri, Robin & Rosenberg 1992*).

2. Interprétation des résultats

2.1. Interprétation des résultats d'identification du matériel sélectionné

Les milieux poreux obtenus dépendent de la nature du matériel sélectionné (prélèvement) et surtout de sa granulométrie.

- Les paramètres de perméabilités calculées pour les prélèvements de sables P1 et P2 (0.0015m/s) sont très inférieurs à celles calculées pour les P3, P4 et P5 (entre 0.06 et 0.018m/s). Ces valeurs relativement réduites sont vraisemblablement dues à la présence de la fraction argileuse comme liant (grains $< 2\mu\text{m}$) dans le P1 et le P2 (6 et 7%). Cette fraction argileuse est absente dans les P3, P4 et P5. La figure 3-1 montre bien la décroissance de la perméabilité avec l'augmentation du taux argileux.

(k)

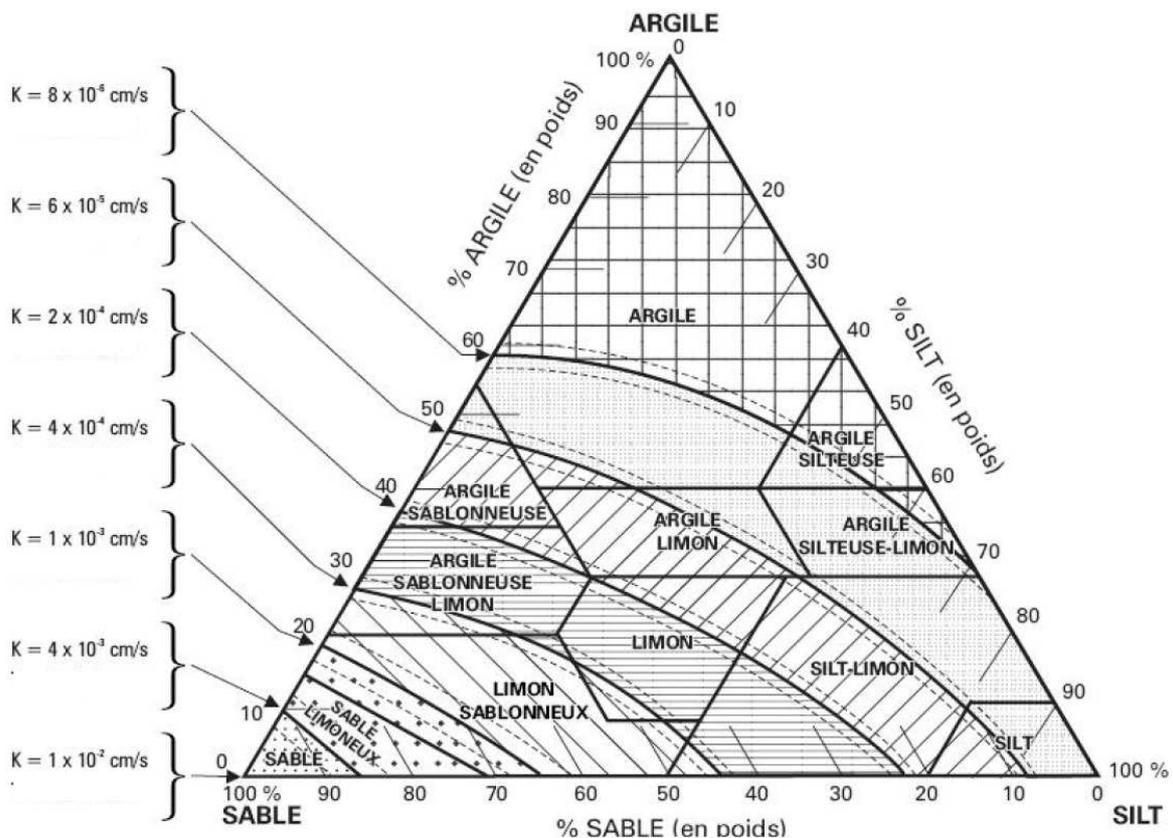


Figure 3-1 : Corrélation entre la texture du matériau et sa valeur probable de conductivité hydraulique (Dublely & al., 1996)

- L'étude morphoscopique a révélé, pour l'ensemble des prélèvements, un aspect arrondis des grains de sable. Cette aspect, généralement, permet un meilleur écoulement des fluides et peut participer parfois à la diminution même de la tortuosité. L'aspect sphérique rend l'arrangement des grains lors d'une compaction meilleure et par conséquent préserve plus le volume poreux et particulièrement l'intergranulaire et peut réduire l'anisotropie du réservoir. Beard et Weyl, (1973) en utilisant des sables non consolidés, trouvent que le contrôle de la perméabilité et la porosité est dépendant surtout de la texture de la roche.

Quand les particules sont lisses et sphériques elles permettent un écoulement plus facile et donc augmentent la perméabilité. Des grains de forme irrégulière créent de plus longs chemins d'écoulement pour que les fluides les traverses, elles réduisent donc la perméabilité (Head, 1982).

Dans ce cas d'étude la porosité et la perméabilité sont aussi contrôlées par l'effet de compaction. Dépendant de la texture surtout, ces caractéristiques et particulièrement la porosité est réduite selon le gradient de porosité, la profondeur simulé, et la porosité initiale (primaire). Ce contrôle suit l'équation suivante (Selley, 1978 & Magara, 1980)

$$\emptyset^D = \emptyset^P - GD \text{ avec}$$

\emptyset^D = porosité à une profondeur donnée

\emptyset^P = porosité primaire

G = gradient de porosité (% \emptyset /km)

D = profondeur d'enfouissement

- Le comportement des argiles ajoutées en présence d'eau et en présence d'huile a été mis en évidence par l'essai de gonflement libre à l'éprouvette. En présence d'eau la bentonite a beaucoup gonflée contrairement à la kaolinite et l'illite. Par contre en présence d'huile aucun gonflement n'a été induit.

2.2. Interprétation des résultats des perméabilités et porosités : impact de l'argilosité

Après injection des argiles dont le type et le taux sont connus, et suite à la compaction, les porosités et les perméabilités, ont diminuées par augmentation de la profondeur qui se traduit par une plus forte consolidation et donc une réduction des volumes des pores suivant les divers paramètres qui fixent le gradient (GD) (voir équation) .

Cependant, les caractéristiques pétrophysiques mesurés du réservoir simulé, attestent que les échantillons contenant de la bentonite comme liant sont nettement les plus défavorables. Les échantillons dosés à kaolinite et illite, assimilés à des ciments, ont des valeurs qui se rapprochent et présentent des caractéristiques pétrophysiques relativement meilleures, avec une préférence pour les échantillons à kaolinite.

La réduction considérable de la perméabilité pour les échantillons à bentonite est probablement liée au phénomène de gonflement. La bentonite étant la plus susceptible au gonflement, au contact de l'eau les particules on augmenté de volume est ont obstrué les pores est donc ils ont affaibli la perméabilité par la création de microbarrières. Quant à la présence d'hydrocarbures dans les pores, il a été constaté qu'aucun changement de volume n'a été signalé. Ce processus de variation de comportement des argiles en contact surtout de l'eau et vis-à-vis du réservoir considéré peuvent être liés à un développement surtout chimique ou le phénomène d'hydrophile et hydrophobe joue un rôle important

2.2.1. Propriétés des argiles: Impact sur l'effet de gonflement

Les argiles sont composées d'alumino-silicates hydratés, associés à un ou plusieurs cations Ca, Na, Mg, K, Fe, lesquels tapissent la surface des grains. La présence de l'un ou d'autre de ces ions modifie considérablement les propriétés des argiles (Philipona & Hubert, 2003).

Les grains d'argile ont une forme de plaquette (figure 3-2). Ils sont formés par un empilement de feuilles élémentaires constituées par l'association de deux unités structurales de base :

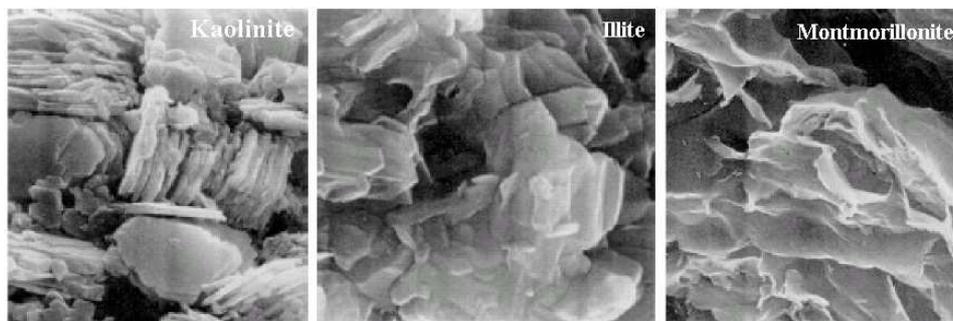


Figure 3-2 : Photographies au microscope électronique à balayage des argiles (Bultel, 2001)

a. **Le tétraèdre de silice SiO_4 (Te)** : Quatre atomes d'oxygène disposés au sommet d'un tétraèdre régulier ensèrent un atome de silicium. Les tétraèdres se combinent entre eux pour former des couches planes dites tétraédrique (figure 3-3).

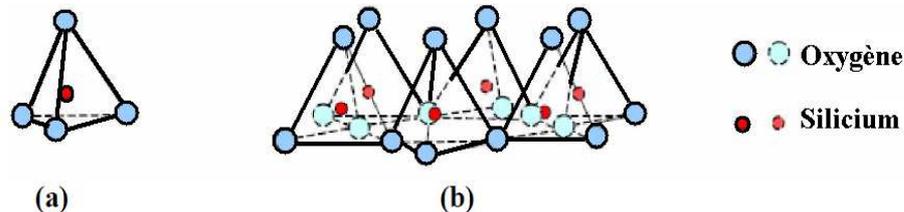


Figure 3-3 : a) Unité tétraédrique à cœur de silicium ; b) Schéma d'une couche de tétraèdre avec arrangement hexagonal (Cuisinier, 2003)

b. **Le octaèdre d'alumine $\text{Al}_2(\text{OH})_6$ et éventuellement de magnésium $\text{Mg}_3(\text{OH})_6$ (Oc)** : Six ions hydroxyde ensèrent un atome d'aluminium ou de magnésium. Les octaèdres se combinent également pour former des couches planes dites octaédriques (figure 3-4).

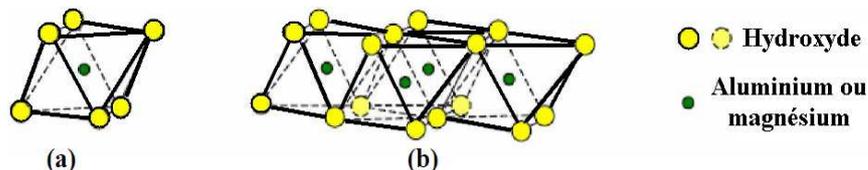


Figure 3-4 : a) Unité octaédrique; b) Structure en couche à base d'octaèdre de Brucite $\text{Mg}(\text{OH})_2$ ou de Gibbsite $\text{Al}(\text{OH})_3$ (O.Cuisinier, 2003)

Pour chaque argile les feuilles ont une structure atomique précise, ils sont composés d'une superposition de couches octaédrique et tétraédriques constituées par un maillage d'ions Si,

O, OH, Al et Mg. Les feuilles et donc, les grains sont chargés négativement sur les surfaces des plaquettes. La présence entre les feuilles de divers cations permet de neutraliser la charge globale. Cependant, les liens sont faibles et les ions correspondant (Ca, Na, Mg, etc.) sont appelés des ions échangeables. Des liens de covalence assurent la structure rigide du feuillet élémentaire. En présence d'eau, ces ions s'hydratent et le diamètre des ions hydratés est très supérieur à celui d'un ion anhydre (figure 3-5).

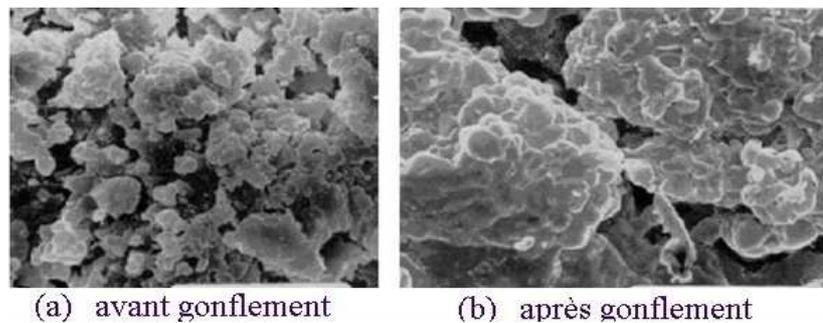


Figure 3-5 : Observation au microscope électronique à balayage d'une texture argileuse (Bultel, 2001)

C'est pourquoi cette zone est appelée la double couche électronique. Cependant, plus on s'éloigne de la surface du grain, plus la concentration en ions échangeables diminue (figure 3-6-a) et plus l'attraction entre l'eau et le grain est faible. Ainsi, il se crée autour du grain solide une pellicule d'eau dite eau absorbée dont l'épaisseur est constante, la proportion relative de cette eau est fonction de la surface spécifique du type d'argile considéré (figure 3-6-b). (Philipponnat & Hubert, 2003).

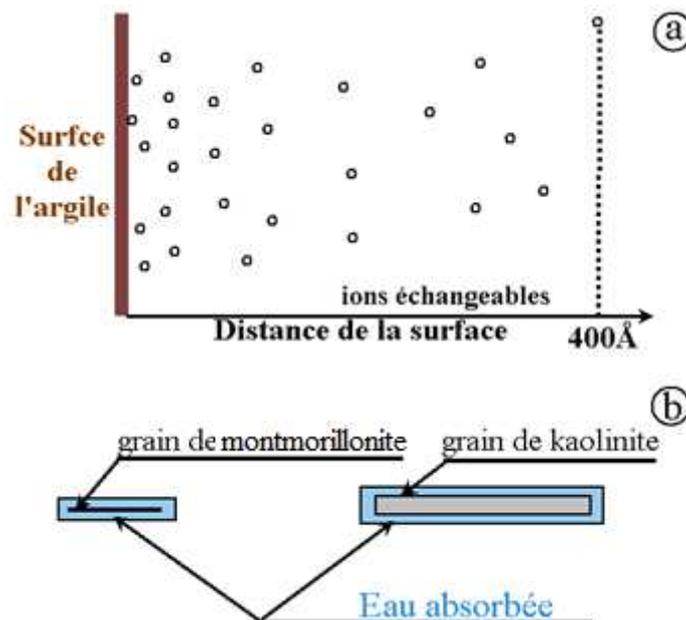


Figure 3-6 : Eau absorbée et ions échangeables (Philipponnat & Hubert, 2003)

Le tableau 3.1 donne les caractéristiques des principales familles d'argile. Étant donné que la proportion d'eau absorbée est fonction de la surface spécifique d'argile considéré on constate que la montmorillonite (surface spécifique 800m²/g) et des liaisons faibles est nettement plus gonflante que l'illite (surface spécifique peu attendre 100m²/g), bien loin de la kaolinite (surface spécifique de 10 à 20m²/g) et des liaisons fortes.

Étant donné que la proportion d'eau absorbée est inversement proportionnelle à la concentration en ions échangeables qui diminue en s'éloignant du grain, donc une pellicule d'eau se forme autour du grain et cette épaisseur est fonction de sa surface spécifique. Cette pellicule d'eau est fonction de la surface spécifique du type d'argile considérée. Ainsi, il se crée autour du grain solide une pellicule d'eau dite eau absorbée dont l'épaisseur est constante, la proportion relative de cette eau est fonction de la surface spécifique du type d'argile considéré (tableau 3-1). Ce ci démontre l'augmentation des volumes argileux et la diminution des volumes poreux d'un type d'argile a un autre.

Tableau 3-1 : Principales caractéristiques des familles d'argiles

| Noms | Densité γ_d (t/m ³) | Surface spécifique (m ² /g) | Nombre de feuillet par particule | Diamètre des Plaquettes (μm) | Epaisseur des plaquettes | Epaisseur des feuilles élémentaires (Å) |
|----------------------------|--|--|----------------------------------|---|--------------------------------|---|
| Kaolinite | 2.5 - 2.6 | 10 – 20 | 100 – 200 | 0.3 à 3 | $\frac{D}{3}$ à $\frac{D}{10}$ | 7 |
| Illite | 2.79 - 2.8 | 65 – 100 | 1 – 10 | 0.1 à 2 | $\frac{D}{10}$ | 10 |
| Montmorillonite (smectite) | 2.0 - 2.7 | 700 – 840 | 1 | 0.1 à 1 | $\frac{D}{100}$ | 10 |

2.2.2. Structure moléculaire microscopique des argiles

Les forces de liaison entre feuillets d'argile sont principalement :

- Les forces d'attractions moléculaires de Van der Waals qui sont des liaisons faibles ;
- Les liaisons hydrogène qui apparaissent avec des atomes fortement électronégatifs, comme par exemple l'oxygène ;
- Les substitutions isomorphes de certains cations constitutifs du réseau cristallin par d'autres de moindre valence. Ce phénomène crée des déficits de charge qui affaiblissent les forces ioniques de liaison (substitution d'ion Si⁴⁺ par Al³⁺ dans la couche tétraédrique, d'un ion Al³⁺ par Mg²⁺ dans la couche octaédrique...). Les particules acquièrent ainsi une charge négative et peuvent absorber réversiblement des cations et des dipôles d'eau pour atteindre l'électroneutralité.

Les particules sont donc soumises à un ensemble de forces d'attraction et de répulsion qui varient avec la teneur en eau et dépendent des substitutions isomorphes.

a. La kaolinite $(\text{Si}_4\text{O}_{10})\text{Al}_4(\text{OH})_8$

Feuillet élémentaire composé de deux couches de Si et Al (figure 3-7). Entre différents feuillets, le contact se fait entre un plan contenant les ions OH^- de l'octaèdre, et celui contenant les ions O^{2-} du tétraèdre ; dans ce cas, les liaisons interfoliaire, résultent de l'effet composé de liaisons hydrogène et de forces de Van der Waals ; ce qui se traduit par un lien assez fort. Les particules de kaolinite sont stables et leur structure élémentaire n'est pas affectée par la présence d'eau.

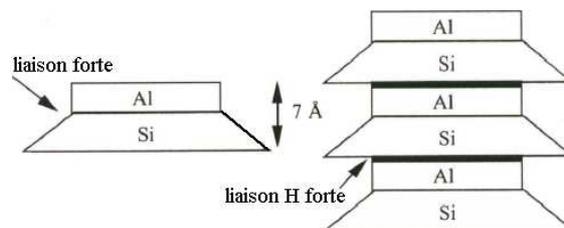


Figure 3-7 : Structure particulaire de la Kaolinite, (Mouroux & al., 1987)

b. L'illite $(\text{K},\text{H}_2\text{O})_2\text{Si}_8(\text{Al},\text{Fe},\text{Mg})_{4,6}\text{O}_{20}(\text{OH})_4$

Feuillet élémentaire composé d'une couche Al comprise entre deux couches de Si (figure 3-8). Dans les couches Si, un ion Si^{4+} sur quatre est remplacé par un ion Al^{3+} . Le déficit de charge qui en résulte est compensé par les ions K^+ qui assurent des liaisons assez fortes entre les feuillets.

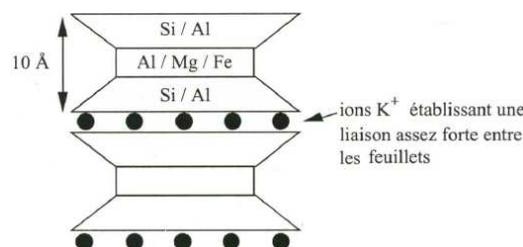


Figure 3-8 : Structure particulaire de l'illite, (Mouroux & al., 1987)

c. La montmorillonite $(\text{OH})_4\text{Si}_8(\text{Al}^{3+},\text{Mg}_{2/3})\text{O}_{20},\text{H}_2\text{O}$

Feuillet élémentaire composé d'une couche Al comprise entre deux couches de Si (figure 3-9). Un ion Al^{3+} est remplacé par un ion Mg^{2+} dans les couches Al. Le déficit de charge qui en résulte est compensé par des ions Ca^{2+} (montmorillonite calcique) ou par des ions Na^+ (montmorillonite sodique). La valence des ions Na étant plus faibles que celle des ions Ca, c'est la montmorillonite sodique qui aura la plus grande surface spécifique et la plus grande capacité d'échange ionique. Les liaisons entre feuillets étant très faibles, ces argiles sont très

sensibles à l'eau. La montmorillonite fait partie de la famille des smectites définies comme les argiles gonflantes.

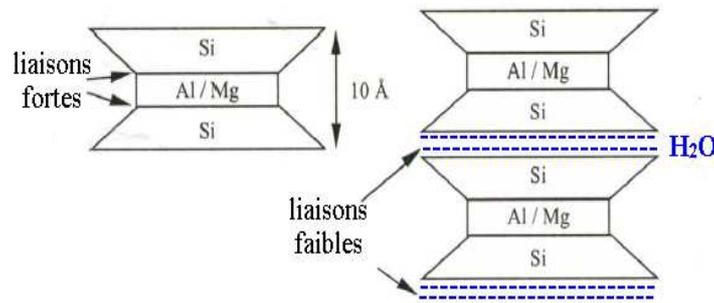


Figure 3-9 : Structure particulière de la montmorillonite, (Mouroux & al., 1987)

2.2.3. Gonflement interfoliaire et interparticulaire

L'eau pénètre à l'intérieur des particules et s'organise en couches mono-moléculaires, il s'agit alors d'un gonflement intraparticulaire ou interfoliaire (Didier, 1972).

En dehors de ce cas particulier, le gonflement est interparticulaire, ce dernier a une ampleur assez limitée, en comparaison avec l'interfoliaire, mais affecte toutes les argiles.

Le gonflement interparticulaire met en jeu séparément ou simultanément des phénomènes physico-chimique et mécanique variés. Il dépend également de l'organisation des plaquettes entre elles (Didier, 1972 & Wong, 1998).

2.2.4. La force de succion

Lorsque les argiles ne sont plus saturées (dessiccation) d'autres forces deviennent prépondérantes dans l'hydratation des cations échangeables. L'ensemble de ces forces constitue la force de succion qui agit directement sur les molécules d'eau polaire. La succion varie en sens inverse du degré de saturation (figure 3-10). Cette succion est faible pour des argiles saturées et très forte pour les argiles sèches.

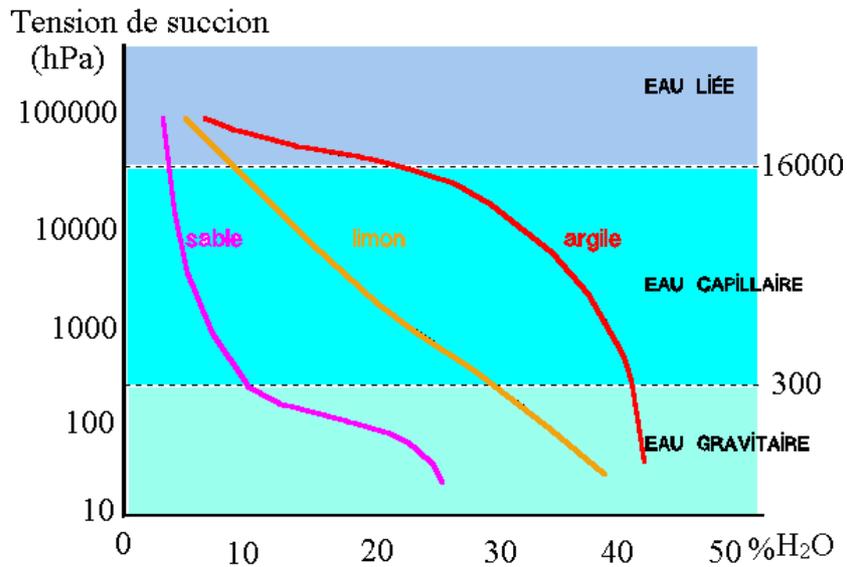


Figure 3-10 : variation de la tension de succion selon les types de formations et le taux de saturation en eau (Duchaufour, 1982)

2.3. Interprétation des essais de drainage et imbibition

Revenons d'abord aux définitions :

- le drainage, lorsqu'un fluide non mouillant (huile dans nos essais) pour la surface est injecté pour déplacer un fluide en place mouillant (l'eau).
- l'imbibition, cas inverse du drainage, lorsqu'un fluide mouillant est injecté pour déplacer un fluide en place non mouillant.

Dans notre cas d'étude, les essais de drainage sous pression atmosphérique ce sont avérés infructueux. L'eau qui est le fluide mouillant a enveloppé les particules et a constitué un film aqueux stable. En l'absence de pression le drainage ne s'est pas produit et la récupération n'a pas eu lieu.

Pour les essais d'imbibitions l'eau a déplacé l'huile à la simple pression atmosphérique. Le faible pourcentage d'huile récupéré dans l'échantillon à kaolinite (10%) atteste le caractère hydrophobe de la kaolinite tandis que l'illite (avec un pourcentage d'huile récupéré de 50%) et la bentonite (20%) sont préférentiellement mouillable à l'eau et présentent un caractère hydrophile.

La kaolinite est préférentiellement mouillable à l'huile contrairement à l'illite, à la bentonite et aux grains de quartz préférentiellement mouillable à l'eau (*Fassi-Fihri, Robin & Rosenberg 1992*).

2.3.1. Particules hydrophobes et particules hydrophiles - définitions

Une particule est dite hydrophobe (du grec *υδρο*, *hydro* = eau, et *Φόβος*, *phóbos* = peur) quand elle repousse l'eau. Une particule hydrophobe, n'a pas la capacité de créer des liaisons hydrogène avec les molécules d'eau. Elle est aussi souvent apolaire, ou de faible polarité, ce qui signifie qu'elle ne peut pas faire d'interactions électrostatiques avec l'eau qui étant très polaire, elle cherche à interagir avec des molécules polaires.

Une particule est dite hydrophile (du grec *υδρο*, *hydro* = eau, et *φιλέω*, *phileo* = aimer) est une particule ayant une affinité pour l'eau et tendance à s'y accrocher. Une particule hydrophile est typiquement polaire, cela lui permet de créer des liaisons hydrogène avec l'eau. Les caractères hydrophobes et hydrophiles des particules se traduit par une variation d'angle de mouillabilité et la goutte d'eau prend alors des aspects différents en contact avec la surface (figure 3-11).

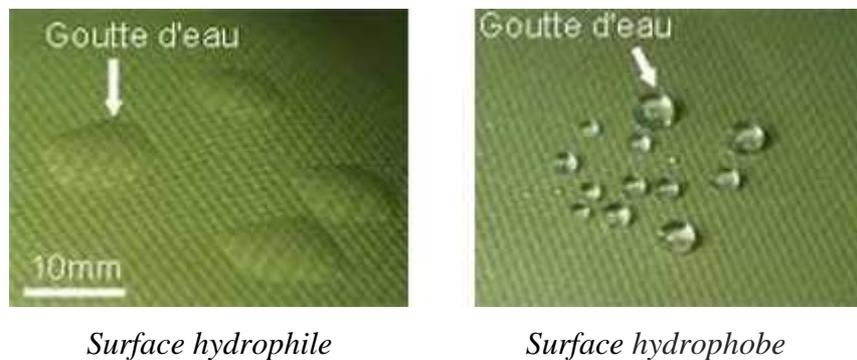


Figure 3-11 : Aspect des gouttes d'eau sur une surface hydrophile et une surface hydrophobe

Des travaux de recherches (*Batignies & al.*, 1997) ont mis en évidence la préférence de mouillabilité pour l'eau des grains d'illite (hydrophile) et atteste que la kaolinite adsorbe préférentiellement huile, qui confère son caractère hydrophobe.

3. Conclusion

En présence de bentonite dans les échantillons, on a constaté que les porosités et les perméabilités ont été très faibles. Pour les échantillons à illite les résultats obtenus sont nettement supérieurs et se rapprochent des résultats obtenus sur les échantillons à kaolinite qui restent les meilleurs.

Cela à été expliqué par le phénomène de gonflement des argiles. Les liaisons fortes, de la particule de kaolinite et assez fortes de la particule d'illite, impliquent que ces particules sont stables et leur structure élémentaire n'est pas affectée par la présence d'eau. A l'opposé, la bentonite qui avec des particules a liaisons faibles est très affectée par cette présence d'eau.

Dans nos carottes artificielles la bentonite a gonflé et les pores ont été occupés par le nouveau volume expansif des particules de bentonite. Les porosités et les perméabilités son alors réduites.

Le contact de l'huile avec les argiles ne déstabilise pas l'équilibre des particules est n'induit aucun gonflement. C'est un autre paramètre qui contrôle la relation argile/eau/huile à savoir la mouillabilité des argiles qu'elle soit préférentiellement à l'eau (cas des illites et bentonite) ou a l'huile (cas de la kaolinite). Cette mouillabilité contrôle les déplacements des fluides dans les deux cas de drainage et imbibition ; l'illite et un peu moins la bentonite, hydrophiles sont favorables a l'imbibition leurs présence est favorable a l'expulsion de l'huile, par-contre la kaolinite hydrophobe ne permet pas le déplacement de l'huile par l'eau.

IL résulte, selon l'investigation menée que :

- La compaction, qui traduit l'augmentation de la profondeur d'enfouissement, réduit le volume porale de la roche est ralenti la perméabilité. cela a été constaté quelque soit l'argile en présence.
- La présence l'illite dans les réservoirs est la moins défavorable pour les propriétés pétrophysiques intéressant l'écoulement.
- La présence de bentonite affaiblira considérablement la perméabilité et la porosité de la roche mais sa mouillabilité préférentielle à l'eau est favorable pour l'exploitation.
- La kaolinite malgré que sa présence n'endommage pas beaucoup la perméabilité et la porosité ; elle est la plus redoutable dans les gisements a cause de sa mouillabilité préférentielle a l'huile.

4. Recommandation

Vu les résultats obtenus, on peut considérer qu'une connaissance parfaite des paramètres contrôlant le réservoir est impératif, notamment le taux et le type d'argile en présence dans les formations gréseuses.

Un travail expérimental sur les différents types d'argiles et leur comportement vis-à-vis des phases fluides remplissant le milieu poreux et la mouillabilité ainsi que les autres propriétés pétrophysiques peuvent être modifiées pour optimiser le réservoir.

Mette en évidence la relation salinité – milieu poreux – argilosité et gonflement : Un changement de salinité des eaux aurait le même comportement vis-à-vis de la mouillabilité et gonflement de ces argiles dans un milieu poreux.

Relation caractéristiques pétrophysiques et argilosité en fonction du temps (voir déplacement des particules dans la roche) une fois ces argiles sont en contact avec de l'eau : les particules sont libres à circuler, donc elles absorbent de l'eau mais d'une manière différente d'un type à un autre (voir sorption, absorption, succion).

L'impact et comportement des différentes argiles en présence dans les boues de forage.

Références bibliographiques

AAPG, 1986

"Geological heterogeneities" Publication de: American Association of Petroleum Geologists. Auteur Slatt .M et al. Edité par: Diana Morton-Thompson and Arnold M. Woods.

ALONZO M, 1965

"Contribution à l'étude des propriétés de surface des roches naturelles"
2ème Coll. de l'A.R.T.F.P., Rueil-Malmaison, du 31 mai au 4 juin

ARCHI G.E, 1942

"The electrical resistivity log as an aid in determining some reservoir characteristics". Petroleum Transactions of AIME. Document ID SPE-942054-G. publié par : Society of Petroleum Engineers. 146 pages

ARNOLD Z & ZEHNDER K, 1989

"Salt weathering on monuments. In The conservation of monuments in the Mediterranean Basin: proceedings" 1st International Symposium, Ed. F.Zezza, Bari.

ASQUITH G & GIBSON C, 1982

"Basic Well Log Analysis", AAPG, publié par American Association of Petroleum Geologists, Copyright, 215 pages.

ATTERBERG A.M, 1905

"La classification national des sables et graviers" Chemiker Zeitung 29

AWARD .R & AMMER A, 2001

"Ecoulement monophasique en milieu poreux .effet des hétérogénéités locales" JOURNAL DE MECANIQUE THEORIQUE ET APPLIQUEE. Vol. 6, N° 5 ; p. 591-606.

BANTIGNIES JL, CARTIER C & H DEXPERT, 1997

"Wettability contrasts in kaolinite and illite clays: characterization by infrared and X-ray absorption spectroscopies" Clays and minerals clay, Vol.45, N° 2. 184-193. Laboratoire pour l'Utilisation du Rayonnement Electromagnétique, Université Paris-Sud France.

BEARD D.C & WEYL P.K, 1973

"Influence of texture on porosity and permeability of unconsolidated sand" publié par American Association of Petroleum Geologists AAPG Bulletin, v. 57.

BENTZ D.P & al, 2000

"Microstructure and transport properties of porous building materials II. Three dimensional X-ray tomography studies" Materials and Structure.

BENZAGOUTA M.S, 1991

"Petrophysical Characteristics Control on the Buchan Oilfield (North Sea)", inédit thèse de PhD , 330 pp, University of Newcastle upon Tyne, UK.

BENZAGOUTA M.S & al, 2001

"Reservoir heterogeneities, in fracturing Fluvial reservoirs of the Buchan Oilfield (Northern North Sea) ", Oil and Gas Science and Technology-Rev. IFP (French Institute for Petroleum) (ISI). Vol, 56 N°4, pp, 327-338.

BENZAGOUTA M.S, 2012

"Reservoir heterogeneities determination by the use mercury injection capillary pressure (M.I.C.P) method Tight case".

BENZAGOUTA M.S, 2013

"Investigation on the Impact of Rock Physical Properties on Permeability Variation: Case Study for the Reservoir Heterogeneity Development." Nafta. Regards Technical editor B. Jambrosic.

BEREST P, BROUARD B & DURUP G, 2000

"Shut-in pressure tests — Case studies". In. Proc. SMRI Fall Meeting, San Antonio: 105-126.

BERG R, 1986

"Reservoir sandstones", Library of congress cataloging in publication data, New Jersey, 481pages. ISBN 0-13-774373 -4.

BERNABE Y, 1991

"Pore geometry and pressure dependence of the transport properties in sandstones", Geophysics, 56 (4), p. 436-446.

BOURBIE T, COUSSY O & ZINSZNER Z, 1986

"Acoustique des milieux poreux", Edition TECHNIP, Paris, 347 pages. ISBN 2-7108-0511-1.

BULTEL F, 2001

"Prise en compte du gonflement des terrains pour le dimensionnement des tunnels" Thèse de doctorat. L'école Nationale des Pont et Chaussées, France.

CAILLEUX A & TRICART J, 1959

"Initiation à l'étude des sables et des galets", Edition SEDES, Paris, 3tomes, 376 pages.

CAMBRNONS M & MARLE C, 1965

"Méthodes d'étude de la texture des solides poreux." Génie Chimique, vol. 94, n°2.

CARMAN P.C, 1956

"Flow of gases through porous media" Butterworths, Scientific Publications, London.

CHOQUETTE P.W & PRAY L.C, 1970

"Geologic Nomenclature and Classification of porosity in Sedimentary carbonates." Bull. of the American Association of Petroleum Geologists Bulletin V. 54, No. 2 (February, 1970), P. 207-250.

COSKUN SB & al, 1993

"Effects of composition, texture and diagenesis on porosity, permeability and oil recovery in a sandstone reservoir" journal of petroleum science and engineering, Vol.8, pp. 279-292.

COSSE R, 1988

"Le gisement", Edition TECHNIP- Paris France, 330 pages, ISBN 2-4 108 – 0558-8.

CRAINS ER, 2000

Petrophysical Handbook/ overburden Normal Pore and Abnormal Pressure.

<https://www.spec2000.net/10-pressure.htm>

CRAWFORD B.R, GOOCH M.J & WEBB D.W, 2004

"Textural controls on constitutive behavior in unconsolidated sands: Micromechanics and cap plasticity". Proc. 6th Int. Conf. North American Rock Mechanics Symposium (NARMS). American Rock Mechanics Association, ARMA/NARMS 04-611.

CUIEC L, 2001

"Mouillabilité et réservoirs pétroliers." Revue de l'IFP, vol. 40, n° 4.

CUISINIER O, 2003

"Comportement hydromécanique d'un sol gonflant compacté" Thèse de doctorat. Institut National Polytechnique de Lorraine.

DARCY H, 1856

"Les fontaines publiques de la ville de Dijon – Exposition et application des principes à suivre et des formules à employer dans les questions de distribution d'eau" Victor Dalmont éditeur.

DIDIER G, 1972

"Gonflement cristallin et macroscopique des montmorillonites" Thèse Docteur ingénieur, Université Claude Bernard, Lyon France.

DUBLEY J.W, MYERS M.T, SHEW R.D & ARASTEH M.M, 1996

"Measuring compaction and compressibilities in unconsolidated reservoir materials via time-scaling creep" SPE 28026, Journal of SPE reservoir Evaluation & Engineering.

DUCHAUFOUR P, 1960

"Précis de pédologie" Edition MASSON & Cie, Paris.

FASSI-FIHRI O, ROBIN M & E. ROSENBERG, 1992

"Étude de la mouillabilité des roches réservoir à l'échelle du pore par cryomicroscopie électronique à balayage" Oil & Gas Science and Technology - Rev. IFP Vol No.5, pp. 685-701.

FERNANDES PD, De OLIVEIRA L & RODRIGO A, 2012

"Analysis of oil displacement by water in oil reservoirs with horizontal wells" Thiago Judson. C. Dias 5th LATIN AMERICAN CFD WORKSHOP, Rio de Janeiro, Brazil.

FITZNER B, 1993

"Porosity properties and weathering behavior of natural stones. Methodology and examples. In Stone material in monuments : diagnosis and conservation" Conférence, Melbourne Australie.

FRASER H.J, 1935

"Experimental study of porosity and permeability of clastic sediments" Journal of geology vol 43. Editeur University of Chicago.

FREDRICH JT, GREAVES KH & MARTIN JW, 1993

"Pore geometry and transport properties of Fontainebleau sandstone", Int. J. Rock Mech. Min. Sci, 30, p. 691-697.

GONI, RAGOT & SIMA, 1968

"Méthode d'étude du champ microfissural des minéraux et des roches et possibilités d'application en géologie." Bull. BRGM (2ème série), Section II, n° 4.

GUEGUEN Y, DAVID C & DAROT M, 1986

"Models and time constants for permeability evolution", Geoph. Res. Lett., 13 (5), p. 460-463.

HAZEN A, 1930

"Flood flows; a study of frequencies and magnitudes" Editeur : J. Wiley & Sons New York, 199pages.

HEAD K.H, 1982

"Manual of soil laboratory testing", Vol 2, Pentech Press, ISBN 0-7273-1305-3.

HOLTZ R & KOVACS W, 1991

"Introduction à la géotechnique" Edition de l'Ecole Polytechnique de Montréal, 808pages, ISBN 2-553 - 00222-3.

KOLTERMANN E & GORELICK S.M, 1995

"Fractional packing model for hydraulic conductivity derived from sediment mixtures" Journal Water Resources Research Vol 31, Issue. 12 Décembre 1995 DOI: 10.1029/95WR02020. Pages 3283–3297.

KOZENY J, 1927

"Transport capillaire de l'eau dans le sol" Sitzungsber Akad, Vienne, 136(2a): 271-306.

KRUMBEIN W.C & MONK G.D, 1942

"Permeability as a function of the size parameters of unconsolidated sand" Transactions of the American Institute of Mining and Metallurgical Engineers Vol: 151 p153- 163.

MAGARA K, 1980

"Comparison, of porosity-depth, relationships of shale and sandstone". J.P.Geol, 3, 175-185.

MAXIM N, 2003

"Ecoulement dans les milieux poreux" DEA mécanique énergétique. Ecole Doctorale Mécanique, Physique et Modélisation. Université de Provence, Marseille.

MOUROUX P, MAGRON P & PINTE J.C, 1987

"La construction économique sur sols gonflants, Manuel et Méthodes" n°14. Edition Bureau de Recherches Géologiques et Minières, Orléans.

PHILIPPONNAT G & HUBERT B, 2003

"Fondations et ouvrages en terre", Edition EYROLLES, Paris 4^{ème} tirage 2003, 547 pages.

PITTMAN E.D, 1971

"Microporosity in carbonate Rocks. "Bull, of the Am. Ass. of Pet. Geol. vol. 55, n° 10.

POWERS M.C, 1953

"A New Roundness Scale for Sedimentary Particles" Journal of Sedimentary Petrology Vol. 23 No. 2. (Juin), Pages 117-119.

RENE C, 1988

"Le gisement" Institut français du pétrole et Edition TECHNIP, Paris, 327 pages. ISBN2-7108-0558-8.

RIJNERS L.A, 2004

"Salt crystallization in porous materials: an NMR study" Eindhoven: Technische Universiteit, Eindhoven, 122p.

ROUBAULT M, DE LA ROCHE H, GODARD A, MARCHAL P, 1961

"Une méthode simple d'étude de la porosité des roches cristallines". Revue Géographique de l'Est. Tome 1, N°3, Juillet-septembre 1961.

SCHLUMBERGER (1989)

"Log interpretation principles / applications" Schlumberger, Houston, TX.

SCHLUMBERGER (1996)

Oilfield Review Autumn 1996.

SCHOELLER H, 1955

"Hydrogéologie." Institut Français de Pétrole, réf. 442, tome I.

SCHOFIELD AN & WROTH CP, 1968.

"Critical state soil mechanics". Mc Graw-Hill, Londres.

SELLEY R, 1978

"Ancient Sedimentary Environments", publication de Cornell University Press. London, 2^{ème} Edition, 254 pages. ISBN10-0801498694.

SELLEY R, 1985

"Elements of Petroleum Geology", 1^{ère} Edition, Academic Press Limited, Published London NW1 7DX, UK.

SELLEY R, 1998

"Elements of Petroleum Geology", 2^{ème} Edition, Academic Press Limited, London NW1 7DX, UK.

TARDY Y, 1985

"Equilibres physico-chimiques entre l'eau et les minéraux des argiles : domaines de stabilité des argiles" Interactions solide-liquide dans les milieux poreux. Editions Technip, Paris.

WALSH & BRACE, 1966

"Elasticity of rock : A review of recent theoretical studies", Rock Mech. Eng. Geol., 4, p. 283.

WEAL A & al, 2007

"Fundamentals of Wettability" SCHLUMBERGER, Oilfield Review Summer 2007.

WEC, 2007

"Géologie de l'Algérie" Contribution de SONATRACH Division Exploration, Centre de Recherche et Développement et Division Petroleum Engineering et Développement.

WHITLOW R, 2000

"Basic soil mechanics". 4^{ème} tirage Edition Harlow: Prentice Hall oil & Gas Science and Technology - Rev. IFP Vol. 47 (1992), No.5, pp. 685-701.

WILSON MD, 1994

"Non-compositional controls on diagenetic processes" edition Reservoir quality Assessment and Prediction in Clastic Rocks" SEPM Short Course 30, p. 183-208.

WONG T.F, 1998.

"The transition from brittle faulting to cataclastic flow in porous sandstone: Mechanical deformation". J. Geophys. Res. Vol.102(B2): 3009-3025.

WOOD D.M, 1990

"Soil behaviour and critical state soil mechanics". 1^{ère} édition. Cambridge University Presse, 488 pages.

WYLLIE M.R.J & ROSE W (1950)

"Some theoretical considerations related to the quantitative evaluation of the physical characteristics of reservoir rock for electrical log" Paper 950105 in: Petroleum Transaction AIME 189:105-118

YU S & OGUCHI T.F 2010

"Role of pore size distribution in salt uptake, damage, and predicting salt susceptibility of eight types of Japanese building stones" Engineering Geology, N°115.

ZHU W, DAVID C & WONG Tf, 1995

"Network modeling of permeability evolution during cementation and hot isostatic pressing", J. Geoph. Res, 100 (B8), p. 15,451-15,464.

NF P 94-048: *Détermination de la teneur en carbonates - Méthode du calcimètre.*

Homologuée septembre 1996.

NF P94-053: *Détermination de la masse volumique des sols fins en laboratoire - Méthodes de la trousse coupante, du moule et de l'immersion dans l'eau. Homologuée octobre 1991.*

NF P94-054: *Détermination de la masse volumique des particules solides des sols - Méthode du pycnomètre. Homologuée octobre 1991.*

NF P94-056: *Analyse granulométrique - Méthode par tamisage à sec après lavage.*

Homologuée mars 1996.

NF P94-057 : *Analyse granulométrique des solos - Méthode par sédimentation. Homologuée mai 1992.*

NF EN 196-02 : *Détermination de la teneur en gypses. Mai 2005.*

XP CEN ISO/TS 17892-11 : *Perméabilité a l'oedomètre. Aout 2005.*

Prélèvement : P1

Provenance : Chaâbat El Madbouh Hamma Bouziane - Constantine

Poids de l'échantillon : 724.1g

| Dimensions | | Poids des refus cumulés (g) | Refus cumulés (%) | Complément à 100 des refus cumulés | Tamisats (%) |
|---------------|------------|-----------------------------|-------------------|------------------------------------|--------------|
| Passoire (mm) | Tamis (mm) | | | | |
| 100 | 80 | 0.00 | 0.00 | 100.00 | 100 |
| 63 | 50 | 0.00 | 0.00 | 100.00 | 100 |
| 40 | 31.5 | 0.00 | 0.00 | 100.00 | 100 |
| 25 | 20 | 0.00 | 0.00 | 100.00 | 100 |
| 12.5 | 10 | 0.00 | 0.00 | 100.00 | 100 |
| | 5 | 0.00 | 0.00 | 100.00 | 100 |
| | 2 | 25.90 | 3.58 | 96.42 | 96 |
| | 1 | 77.10 | 10.65 | 89.35 | 89 |
| | 0.400 | 219.00 | 30.24 | 69.76 | 70 |
| | 0.2 | 442.50 | 61.11 | 38.89 | 39 |
| | 0.1 | 585.50 | 80.86 | 19.14 | 19 |
| | 0.080 | 613.40 | 84.71 | 15.29 | 15 |

Cd = 1

% < 0.080 mm

15

Cm = 0,5

R1=R+/-Ct+Cm-Cd

| Temps (t) | Diamètre (D) | Lecture (R) | Correction (C) | Lect. Cor. R1 | % p | % P |
|-----------|--------------|-------------|----------------|---------------|-----|-----|
| 30" | 0.070 | 11.0 | -0.5 | 10.5 | 84 | 13 |
| 1' | 0.050 | 10.0 | -0.5 | 9.5 | 76 | 12 |
| 2' | 0.036 | 9.5 | -0.5 | 9.0 | 72 | 11 |
| 5' | 0.022 | 9.0 | -0.5 | 8.5 | 68 | 10 |
| 10' | 0.015 | 8.5 | -0.5 | 8.0 | 64 | 10 |
| 20' | 0.011 | 8.0 | -0.5 | 7.5 | 60 | 9 |
| 40' | 0.008 | 8.0 | -0.5 | 7.5 | 60 | 9 |
| 80' | 0.006 | 7.0 | -0.5 | 6.5 | 52 | 8 |
| 240' | 0.003 | 6.0 | -0.5 | 5.5 | 44 | 7 |
| 1440' | 0.001 | 5.0 | -1.0 | 4.0 | 32 | 5 |

Prélèvement : P2

Provenance : Gite PK224 Zighoud Youcef – Constantine

Poids de l'échantillon : 725.1g

| Dimensions | | Poids des refus cumulés (g) | Refus cumulés (%) | Complément à 100 des refus cumulés | Tamisats (%) |
|----------------|------------|-------------------------------|---------------------|------------------------------------|----------------|
| Passeoire (mm) | Tamis (mm) | | | | |
| 100 | 80 | 0.00 | 0.00 | 100.00 | 100 |
| 63 | 50 | 0.00 | 0.00 | 100.00 | 100 |
| 40 | 31.5 | 0.00 | 0.00 | 100.00 | 100 |
| 25 | 20 | 0.00 | 0.00 | 100.00 | 100 |
| 12.5 | 10 | 0.00 | 0.00 | 100.00 | 100 |
| | 5 | 86.60 | 11.96 | 88.04 | 88 |
| | 2 | 107.10 | 14.79 | 85.21 | 85 |
| | 1 | 150.40 | 20.77 | 79.23 | 79 |
| | 0.400 | 369.80 | 51.07 | 48.93 | 49 |
| | 0.2 | 519.40 | 71.73 | 28.27 | 28 |
| | 0.1 | 614.70 | 84.89 | 15.11 | 15 |
| | 0.080 | 632.40 | 87.20 | 12.80 | 13 |

% < 0.080 mm

Cd = 1

:

13

Cm = 0,5

$R1 = R +/- Ct + Cm - Cd$

| Temps (t) | Diametre (D) | Lecture (R) | Correction (C) | Lect. Cor. R1 | % p | % P |
|-----------|--------------|---------------|------------------|---------------|-----|-----|
| 30" | 0.069 | 13.0 | -0.5 | 12.5 | 100 | 13 |
| 1' | 0.049 | 12.5 | -0.5 | 12.0 | 96 | 12 |
| 2' | 0.035 | 11.0 | -0.5 | 10.5 | 84 | 11 |
| 5' | 0.022 | 10.0 | -0.5 | 9.5 | 76 | 10 |
| 10' | 0.015 | 9.0 | -0.5 | 8.5 | 68 | 9 |
| 20' | 0.011 | 9.0 | -0.5 | 8.5 | 68 | 9 |
| 40' | 0.008 | 8.5 | -0.5 | 8.0 | 64 | 8 |
| 80' | 0.006 | 8.0 | -0.5 | 7.5 | 60 | 8 |
| 240' | 0.003 | 7.5 | -0.5 | 7.0 | 56 | 7 |
| 1440' | 0.001 | 7.0 | -0.5 | 6.5 | 52 | 7 |

Prélèvement : P3

Provenance : Maa Labioud – Tébessa

Poids de l'échantillon : 392.3g

| Dimensions | | Poids des refus cumulés (g) | Refus cumulés (%) | Complément à 100 des refus cumulés | Tamisats (%) |
|---------------|------------|-----------------------------|-------------------|------------------------------------|--------------|
| Passoire (mm) | Tamis (mm) | | | | |
| 100 | 80 | 0.00 | 0.00 | 100.00 | 100 |
| 63 | 50 | 0.00 | 0.00 | 100.00 | 100 |
| 40 | 31.5 | 0.00 | 0.00 | 100.00 | 100 |
| 25 | 20 | 0.00 | 0.00 | 100.00 | 100 |
| 12.5 | 10 | 0.00 | 0.00 | 100.00 | 100 |
| | 5 | 1.70 | 0.43 | 99.57 | 100 |
| | 2 | 8.80 | 2.24 | 97.76 | 98 |
| | 1 | 38.60 | 9.84 | 90.16 | 90 |
| | 0.400 | 201.70 | 51.41 | 48.59 | 49 |
| | 0.2 | 324.20 | 82.64 | 17.36 | 17 |
| | 0.1 | 369.20 | 94.11 | 5.89 | 6 |
| | 0.080 | 375.20 | 95.64 | 4.36 | 4 |

% < 0.080 mm : 4

Prélèvement : P4

Provenance : Cheria – Tébessa

Poids de l'échantillon : 419.1g

| imensions | | Poids des refus cumulés (g) | Refus cumulés (%) | Complément à 100 des refus cumulés | Tamisats (%) |
|---------------|------------|-----------------------------|-------------------|------------------------------------|--------------|
| Passoire (mm) | Tamis (mm) | | | | |
| 100 | 80 | 0.00 | 0.00 | 100.00 | 100 |
| 63 | 50 | 0.00 | 0.00 | 100.00 | 100 |
| 40 | 31.5 | 0.00 | 0.00 | 100.00 | 100 |
| 25 | 20 | 0.00 | 0.00 | 100.00 | 100 |
| 12.5 | 10 | 0.00 | 0.00 | 100.00 | 100 |
| | 5 | 0.90 | 0.21 | 99.79 | 100 |
| | 2 | 5.80 | 1.38 | 98.62 | 99 |
| | 1 | 23.30 | 5.56 | 94.44 | 94 |
| | 0.400 | 255.90 | 61.06 | 38.94 | 39 |
| | 0.2 | 287.90 | 68.69 | 31.31 | 31 |
| | 0.1 | 388.10 | 92.60 | 7.40 | 7 |
| | 0.080 | 397.10 | 94.75 | 5.25 | 5 |

% < 0.080 mm : 5

élèvement : P5

Provenance : Boussaâda

Poids de l'échantillon : 717.4g

| Dimensions | | Poids des refus cumulés (g) | Refus cumulés (%) | Complément à 100 des refus cumulés | Tamisats (%) |
|---------------|------------|-----------------------------|-------------------|------------------------------------|--------------|
| Passoire (mm) | Tamis (mm) | | | | |
| 100 | 80 | 0.00 | 0.00 | 100.00 | 100 |
| 63 | 50 | 0.00 | 0.00 | 100.00 | 100 |
| 40 | 31.5 | 0.00 | 0.00 | 100.00 | 100 |
| 25 | 20 | 0.00 | 0.00 | 100.00 | 100 |
| 12.5 | 10 | 0.00 | 0.00 | 100.00 | 100 |
| | 5 | 0.60 | 0.08 | 99.92 | 100 |
| | 2 | 1.00 | 0.14 | 99.86 | 100 |
| | 1 | 1.50 | 0.21 | 99.79 | 100 |
| | 0.400 | 19.80 | 2.76 | 97.24 | 97 |
| | 0.2 | 363.70 | 50.70 | 49.30 | 49 |
| | 0.1 | 681.10 | 94.94 | 5.06 | 5 |
| | 0.080 | 706.30 | 98.45 | 1.55 | 2 |

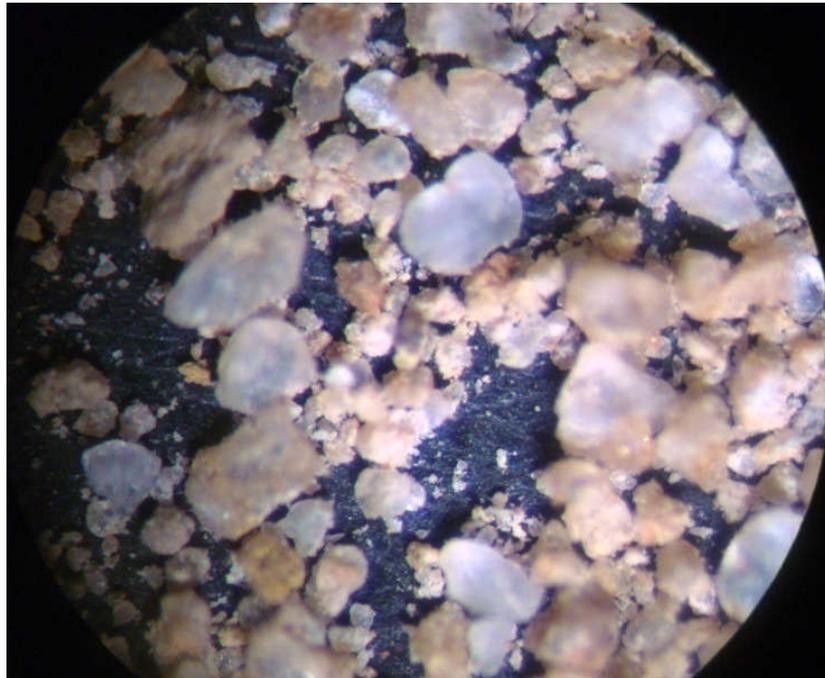
% < 0.080 mm : 2

Sables du P1

X2.5

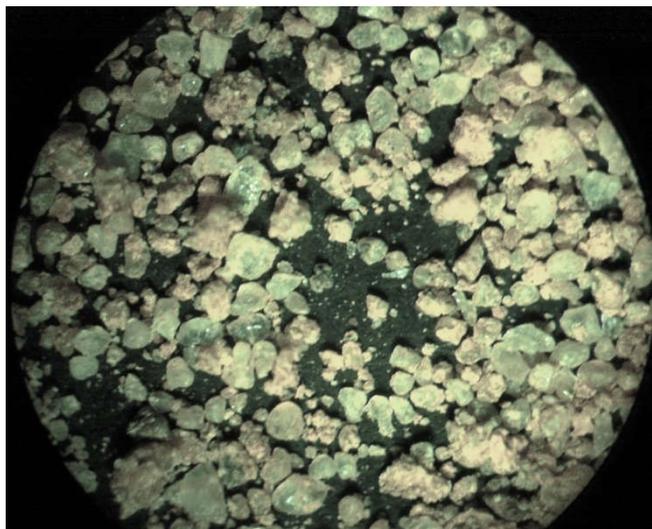


X5.0



Sables du P2

X1.6



X2.5

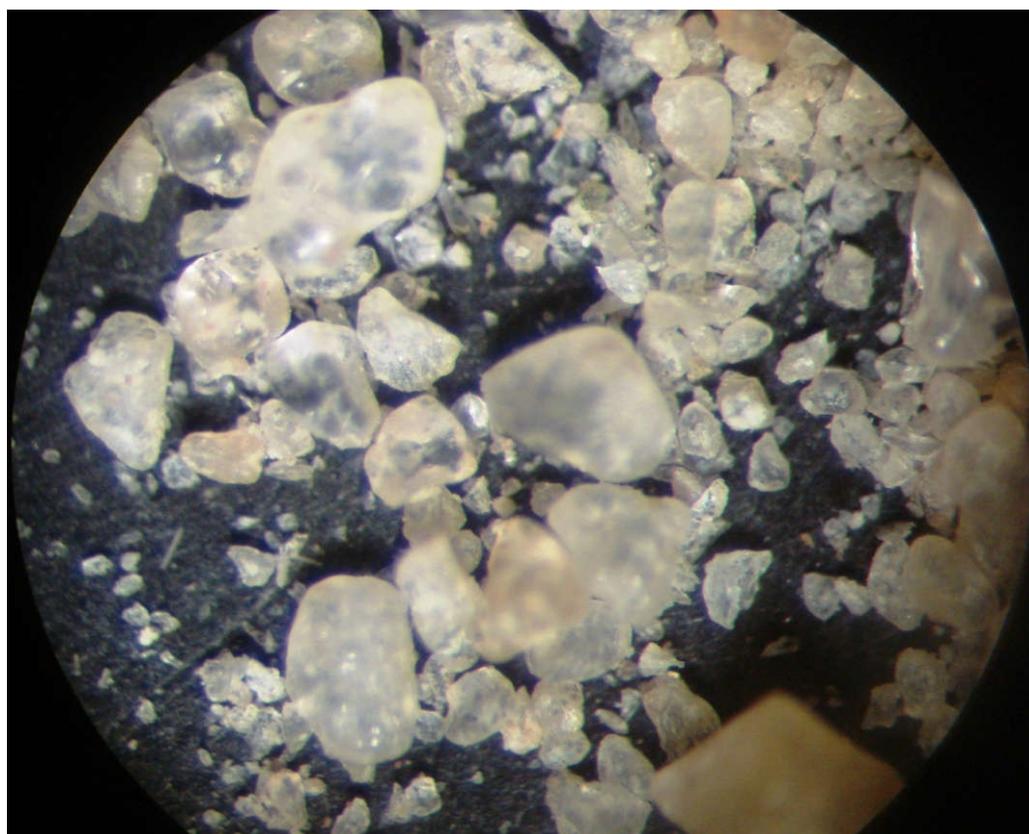


X5



Sables du P3

X5.0

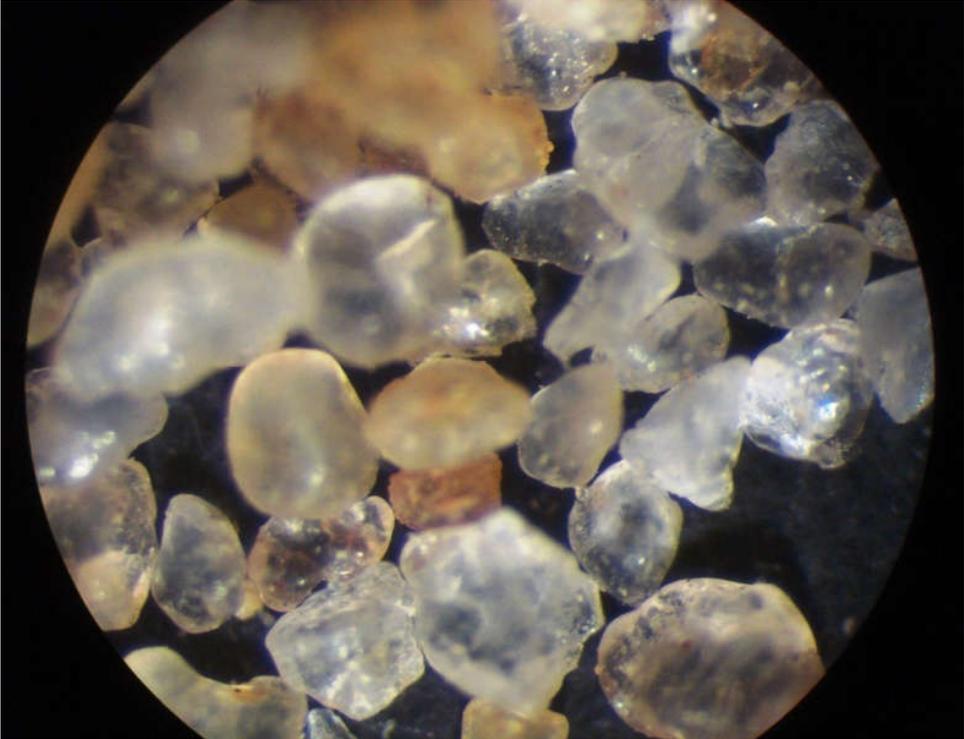


Sables du P4

X2.5

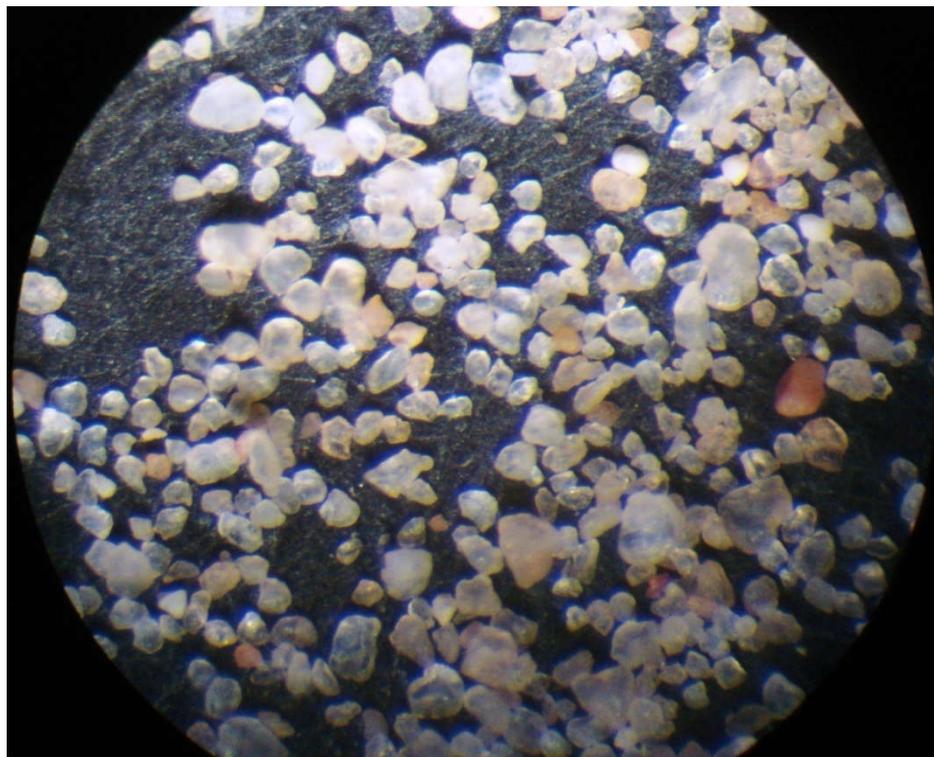


X5.0

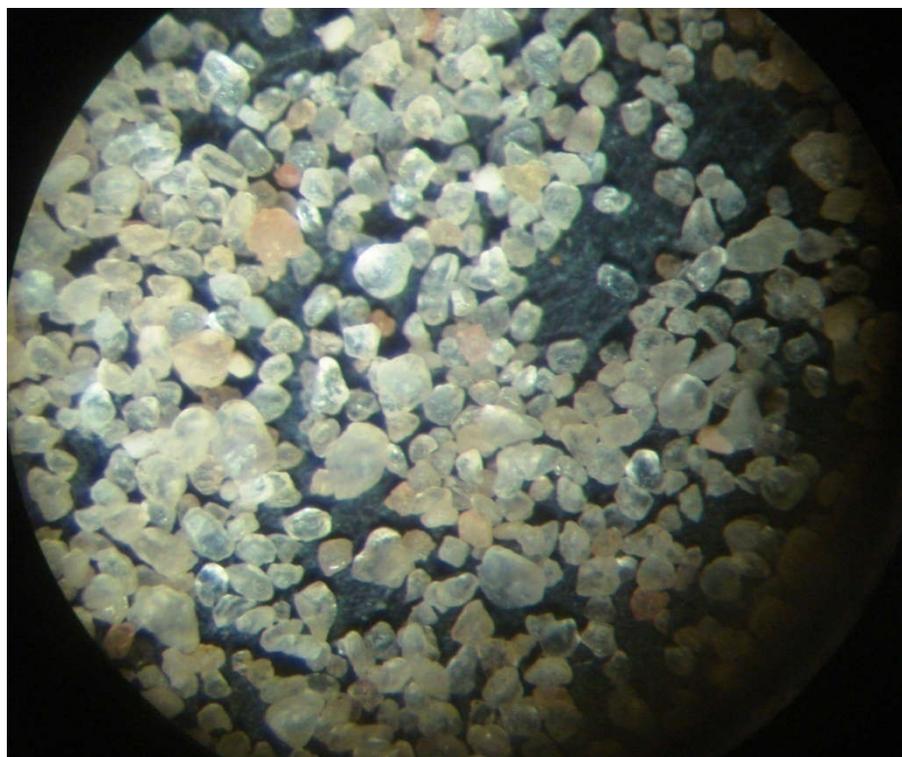


Sables du P5

X2.5



X5.0



| Feuille d'essai de laboratoire | | | | Perméabilisé à l'oedomètre | | | |
|---|--------------|------------|--------------|--|--------------|--------------------------------|--------------|
| Echantillon N° : 1-1 | | | | Document de référence : XP CEN ISO/TS 17892-11 | | | |
| Mode de prélèvement : Ech intacte <input checked="" type="checkbox"/> Ech remanié <input type="checkbox"/> Ech reconstitué <input type="checkbox"/> | | | | | | Température de la salle : 20°C | |
| Temps t | Hauteur h | Temps t | Hauteur h | Temps t | Hauteur h | Temps t | Hauteur h |
| 00'' | 1000 | 20' | 470 | 56' | 338 | 160' | |
| 10'' | 950 | 22' | 464 | 58' | 330 | 170' | |
| 20'' | 925 | 24' | 459 | 60' | 325 | 180' | |
| 30'' | 905 | 26' | 432 | 65' | 310 | 190' | |
| 1' | 810 | 28' | 425 | 70' | 302 | 200' | |
| 2' | 715 | 30' | 420 | 75' | 301 | 210' | |
| 3' | 654 | 32' | 415 | 80' | 301 | 220' | |
| 4' | 615 | 34' | 425 | 85' | 301 | 230' | |
| 5' | 590 | 36' | 418 | 90' | 300 | 240' | |
| 6' | 564 | 38' | 405 | 95' | 300 | 250' | |
| 7' | 548 | 40' | 398 | 100' | 300 | 260' | |
| 8' | 534 | 42' | 390 | 105' | 300 | 270' | |
| 9' | 520 | 44' | 382 | 110' | 300 | 280' | |
| 10' | 510 | 46' | 378 | 115' | | 290' | |
| 12' | 494 | 48' | 362 | 120' | | 300' | |
| 14' | 485 | 50' | 355 | 130' | | 310' | |
| 16' | 480 | 52' | 350 | 140' | | 320' | |
| 18' | 478 | 54' | 345 | 150' | | 330' | |

| Feuille d'essai de laboratoire | | | | Perméabilisé à l'oedomètre | | | |
|---|--------------|------------|--------------|--|--------------|--------------------------------|--------------|
| Echantillon N° : 1-2 | | | | Document de référence : XP CEN ISO/TS 17892-11 | | | |
| Mode de prélèvement : Ech intacte <input checked="" type="checkbox"/> Ech remanié <input type="checkbox"/> Ech reconstitué <input type="checkbox"/> | | | | | | Température de la salle : 20°C | |
| Temps t | Hauteur h | Temps t | Hauteur h | Temps t | Hauteur h | Temps t | Hauteur h |
| 00'' | 1000 | 20' | 480 | 56' | 286 | 160' | 250 |
| 10'' | 950 | 22' | 472 | 58' | 284 | 170' | |
| 20'' | 925 | 24' | 464 | 60' | 282 | 180' | |
| 30'' | 910 | 26' | 458 | 65' | 280 | 190' | |
| 1' | 815 | 28' | 445 | 70' | 275 | 200' | |
| 2' | 755 | 30' | 440 | 75' | 270 | 210' | |
| 3' | 715 | 32' | 435 | 80' | 265 | 220' | |
| 4' | 654 | 34' | 432 | 85' | 262 | 230' | |
| 5' | 615 | 36' | 428 | 90' | 260 | 240' | |
| 6' | 590 | 38' | 422 | 95' | 258 | 250' | |
| 7' | 564 | 40' | 318 | 100' | 256 | 260' | |
| 8' | 548 | 42' | 313 | 105' | 254 | 270' | |
| 9' | 534 | 44' | 305 | 110' | 252 | 280' | |
| 10' | 520 | 46' | 302 | 115' | 251 | 290' | |
| 12' | 510 | 48' | 300 | 120' | 250 | 300' | |
| 14' | 502 | 50' | 296 | 128' | 250 | 310' | |
| 16' | 494 | 52' | 292 | 140' | 250 | 320' | |
| 18' | 485 | 54' | 288 | 150' | 250 | 330' | |

| Feuille d'essai de laboratoire | | | | Perméabilisé à l'oedomètre | | | |
|---|--------------|------------|--------------|--|--------------|--------------------------------|--------------|
| Echantillon N° : 1-3 | | | | Document de référence : XP CEN ISO/TS 17892-11 | | | |
| Mode de prélèvement : Ech intacte <input checked="" type="checkbox"/> Ech remanié <input type="checkbox"/> Ech reconstitué <input type="checkbox"/> | | | | | | Température de la salle : 20°C | |
| Temps t | Hauteur h | Temps t | Hauteur h | Temps t | Hauteur h | Temps t | Hauteur h |
| 00'' | 1000 | 20' | 510 | 56' | 400 | 160' | |
| 10'' | 952 | 22' | 500 | 58' | 390 | 170' | |
| 20'' | 925 | 24' | 494 | 60' | 376 | 180' | |
| 30'' | 910 | 26' | 486 | 65' | 370 | 190' | |
| 1' | 845 | 28' | 478 | 70' | 365 | 200' | |
| 2' | 770 | 30' | 465 | 75' | 360 | 210' | |
| 3' | 738 | 32' | 457 | 80' | 356 | 220' | |
| 4' | 708 | 34' | 450 | 85' | 354 | 230' | |
| 5' | 680 | 36' | 443 | 90' | 352 | 240' | |
| 6' | 655 | 38' | 446 | 95' | 352 | 250' | |
| 7' | 620 | 40' | 440 | 100' | 350 | 260' | |
| 8' | 598 | 42' | 435 | 105' | 350 | 270' | |
| 9' | 570 | 44' | 430 | 110' | 350 | 280' | |
| 10' | 575 | 46' | 425 | 115' | 350 | 290' | |
| 12' | 555 | 48' | 420 | 120' | 350 | 300' | |
| 14' | 545 | 50' | 415 | 128' | | 310' | |
| 16' | 530 | 52' | 410 | 140' | | 320' | |
| 18' | 520 | 54' | 405 | 150' | | 330' | |

| Feuille d'essai de laboratoire | | | | Perméabilisé à l'oedomètre | | | |
|---|--------------|------------|--------------|--|--------------|--------------------------------|--------------|
| Echantillon N° : 2-1 | | | | Document de référence : XP CEN ISO/TS 17892-11 | | | |
| Mode de prélèvement : Ech intacte <input checked="" type="checkbox"/> Ech remanié <input type="checkbox"/> Ech reconstitué <input type="checkbox"/> | | | | | | Température de la salle : 20°C | |
| Temps t | Hauteur h | Temps t | Hauteur h | Temps t | Hauteur h | Temps t | Hauteur h |
| 00'' | 1000 | 20' | 540 | 56' | | 160' | |
| 10'' | 950 | 22' | 530 | 58' | | 170' | |
| 20'' | 865 | 24' | 525 | 60' | | 180' | |
| 30'' | 880 | 26' | 520 | 65' | | 190' | |
| 1' | 830 | 28' | 517 | 70' | | 200' | |
| 2' | 770 | 30' | 513 | 75' | | 210' | |
| 3' | 730 | 32' | 508 | 80' | | 220' | |
| 4' | 700 | 34' | 506 | 85' | | 230' | |
| 5' | 680 | 36' | 504 | 90' | | 240' | |
| 6' | 672 | 37' | 500 | 95' | | 250' | |
| 7' | 650 | 38' | 500 | 100' | | 260' | |
| 8' | 635 | 40' | 500 | 105' | | 270' | |
| 9' | 620 | 42' | 500 | 110' | | 280' | |
| 10' | 610 | 44' | 500 | 115' | | 290' | |
| 12' | 592 | 48' | | 120' | | 300' | |
| 14' | 576 | 50' | | 128' | | 310' | |
| 16' | 562 | 52' | | 140' | | 320' | |
| 18' | 550 | 54' | | 150' | | 330' | |

| Feuille d'essai de laboratoire | | | | Perméabilisé à l'oedomètre | | | |
|---|--------------|------------|--------------|--|--------------|--------------------------------|--------------|
| Echantillon N° : 2-2 | | | | Document de référence : XP CEN ISO/TS 17892-11 | | | |
| Mode de prélèvement : Ech intacte <input checked="" type="checkbox"/> Ech remanié <input type="checkbox"/> Ech reconstitué <input type="checkbox"/> | | | | | | Température de la salle : 20°C | |
| Temps t | Hauteur h | Temps t | Hauteur h | Temps t | Hauteur h | Temps t | Hauteur h |
| 00'' | 1000 | 20' | 615 | 56' | | 160' | |
| 10'' | 940 | 22' | 611 | 58' | | 170' | |
| 20'' | 935 | 24' | 608 | 60' | | 180' | |
| 30'' | 890 | 26' | 605 | 65' | | 190' | |
| 1' | 850 | 28' | 602 | 70' | | 200' | |
| 2' | 845 | 30' | 600 | 75' | | 210' | |
| 3' | 842 | 32' | 600 | 80' | | 220' | |
| 4' | 840 | 34' | 600 | 85' | | 230' | |
| 5' | 838 | 36' | 600 | 90' | | 240' | |
| 6' | 836 | 38' | 600 | 95' | | 250' | |
| 7' | 834 | 40' | | 100' | | 260' | |
| 8' | 832 | 42' | | 105' | | 270' | |
| 9' | 830 | 44' | | 110' | | 280' | |
| 10' | 827 | 46' | | 115' | | 290' | |
| 12' | 822 | 48' | | 120' | | 300' | |
| 14' | 817 | 50' | | 130' | | 310' | |
| 16' | 712 | 52' | | 140' | | 320' | |
| 18' | 707 | 54' | | 150' | | 330' | |

| Feuille d'essai de laboratoire | | | | Perméabilisé à l'oedomètre | | | |
|---|--------------|------------|--------------|--|--------------|--------------------------------|--------------|
| Echantillon N° : 2-3 | | | | Document de référence : XP CEN ISO/TS 17892-11 | | | |
| Mode de prélèvement : Ech intacte <input checked="" type="checkbox"/> Ech remanié <input type="checkbox"/> Ech reconstitué <input type="checkbox"/> | | | | | | Température de la salle : 20°C | |
| Temps t | Hauteur h | Temps t | Hauteur h | Temps t | Hauteur h | Temps t | Hauteur h |
| 00'' | 1000 | 20' | 648 | 56' | | 160' | |
| 10'' | 930 | 22' | 646 | 58' | | 170' | |
| 20'' | 915 | 24' | 644 | 60' | | 180' | |
| 30'' | 895 | 26' | 642 | 65' | | 190' | |
| 1' | 865 | 28' | 641 | 70' | | 200' | |
| 2' | 856 | 30' | 640 | 75' | | 210' | |
| 3' | 848 | 32' | 640 | 80' | | 220' | |
| 4' | 840 | 34' | 640 | 85' | | 230' | |
| 5' | 835 | 36' | 640 | 90' | | 240' | |
| 6' | 830 | 38' | 640 | 95' | | 250' | |
| 7' | 826 | 40' | | 100' | | 260' | |
| 8' | 822 | 42' | | 105' | | 270' | |
| 9' | 814 | 44' | | 110' | | 280' | |
| 10' | 792 | 46' | | 115' | | 290' | |
| 12' | 665 | 48' | | 120' | | 300' | |
| 14' | 658 | 50' | | 130' | | 310' | |
| 16' | 653 | 52' | | 140' | | 320' | |
| 18' | 650 | 54' | | 150' | | 330' | |

| Feuille d'essai de laboratoire | | | | Perméabilisé à l'oedomètre | | | |
|---|--------------|------------|--------------|--|--------------|--------------------------------|--------------|
| Echantillon N° : 3-1 | | | | Document de référence : XP CEN ISO/TS 17892-11 | | | |
| Mode de prélèvement : Ech intacte <input checked="" type="checkbox"/> Ech remanié <input type="checkbox"/> Ech reconstitué <input type="checkbox"/> | | | | | | Température de la salle : 20°C | |
| Temps t | Hauteur h | Temps t | Hauteur h | Temps t | Hauteur h | Temps t | Hauteur h |
| 00'' | 1000 | 20' | | 56' | | 160' | |
| 10'' | | 22' | | 58' | | 170' | |
| 20'' | | 24' | | 60' | | 180' | |
| 30'' | | 26' | | 65' | | 190' | |
| 1' | | 28' | | 70' | | 200' | |
| 2' | | 30' | | 75' | | 210' | |
| 3' | | 32' | | 80' | | 220' | |
| 4' | | 34' | | 85' | | 230' | |
| 5' | | 36' | | 90' | | 240' | |
| 6' | | 38' | | 95' | | 250' | |
| 7' | | 40' | | 100' | | 260' | |
| 8' | | 42' | | 105' | | 270' | |
| 9' | | 44' | | 110' | | 280' | |
| 10' | | 46' | | 115' | | 290' | |
| 12' | | 48' | | 120' | | 300' | |
| 14' | | 50' | | 130' | | 310' | |
| 16' | | 52' | | 140' | | 320' | |
| 18' | | 54' | | 150' | | 330' | |

| Feuille d'essai de laboratoire | | | | Perméabilisé à l'oedomètre | | | |
|---|--------------|------------|--------------|--|--------------|--------------------------------|--------------|
| Echantillon N° : 4-1 | | | | Document de référence : XP CEN ISO/TS 17892-11 | | | |
| Mode de prélèvement : Ech intacte <input checked="" type="checkbox"/> Ech remanié <input type="checkbox"/> Ech reconstitué <input type="checkbox"/> | | | | | | Température de la salle : 20°C | |
| Temps t | Hauteur h | Temps t | Hauteur h | Temps t | Hauteur h | Temps t | Hauteur h |
| 00'' | 1000 | 20' | 55 | 56' | | 160' | |
| 10'' | 915 | 22' | 49 | 58' | | 170' | |
| 20'' | 890 | 24' | 35 | 60' | | 180' | |
| 30'' | 845 | 26' | 28 | 65' | | 190' | |
| 1' | 720 | 28' | 15 | 70' | | 200' | |
| 2' | 640 | 30' | 8 | 75' | | 210' | |
| 3' | 585 | 32' | 0 | 80' | | 220' | |
| 4' | 424 | 34' | | 85' | | 230' | |
| 5' | 385 | 36' | | 90' | | 240' | |
| 6' | 345 | 38' | | 95' | | 250' | |
| 7' | 302 | 40' | | 100' | | 260' | |
| 8' | 255 | 42' | | 105' | | 270' | |
| 9' | 220 | 44' | | 110' | | 280' | |
| 10' | 192 | 46' | | 115' | | 290' | |
| 12' | 145 | 48' | | 120' | | 300' | |
| 14' | 115 | 50' | | 130' | | 310' | |
| 16' | 95 | 52' | | 140' | | 320' | |
| 18' | 78 | 54' | | 150' | | 330' | |

| Feuille d'essai de laboratoire | | | | Perméabilisé à l'oedomètre | | | |
|---|--------------|------------|--------------|--|--------------|--------------------------------|--------------|
| Echantillon N° : 4-2 | | | | Document de référence : XP CEN ISO/TS 17892-11 | | | |
| Mode de prélèvement : Ech intacte <input checked="" type="checkbox"/> Ech remanié <input type="checkbox"/> Ech reconstitué <input type="checkbox"/> | | | | | | Température de la salle : 20°C | |
| Temps t | Hauteur h | Temps t | Hauteur h | Temps t | Hauteur h | Temps t | Hauteur h |
| 00'' | 1000 | 20' | 130 | 56' | | 160' | |
| 10'' | 920 | 22' | 115 | 58' | | 170' | |
| 20'' | 890 | 24' | 92 | 60' | | 180' | |
| 30'' | 865 | 26' | 75 | 65' | | 190' | |
| 1' | 780 | 28' | 50 | 70' | | 200' | |
| 2' | 655 | 30' | 25 | 75' | | 210' | |
| 3' | 540 | 32' | 18 | 80' | | 220' | |
| 4' | 435 | 34' | 12 | 85' | | 230' | |
| 5' | 395 | 35' | 6 | 90' | | 240' | |
| 6' | 320 | 38' | 0 | 95' | | 250' | |
| 7' | 292 | 40' | | 100' | | 260' | |
| 8' | 262 | 42' | | 105' | | 270' | |
| 9' | 220 | 44' | | 110' | | 280' | |
| 10' | 185 | 46' | | 115' | | 290' | |
| 12' | 170 | 48' | | 120' | | 300' | |
| 14' | 162 | 50' | | 130' | | 310' | |
| 16' | 150 | 52' | | 140' | | 320' | |
| 18' | 142 | 54' | | 150' | | 330' | |

| Feuille d'essai de laboratoire | | | | Perméabilisé à l'oedomètre | | | |
|---|--------------|------------|--------------|--|--------------|--------------------------------|--------------|
| Echantillon N° : 4-3 | | | | Document de référence : XP CEN ISO/TS 17892-11 | | | |
| Mode de prélèvement : Ech intacte <input checked="" type="checkbox"/> Ech remanié <input type="checkbox"/> Ech reconstitué <input type="checkbox"/> | | | | | | Température de la salle : 20°C | |
| Temps t | Hauteur h | Temps t | Hauteur h | Temps t | Hauteur h | Temps t | Hauteur h |
| 00'' | 1000 | 20' | 233 | 56' | | 160' | |
| 10'' | 960 | 22' | 168 | 58' | | 170' | |
| 20'' | 880 | 24' | 125 | 60' | | 180' | |
| 30'' | 805 | 26' | 90 | 65' | | 190' | |
| 1' | 778 | 28' | 55 | 70' | | 200' | |
| 2' | 680 | 30' | 22 | 75' | | 210' | |
| 3' | 645 | 31' | 15 | 80' | | 220' | |
| 4' | 602 | 34' | 0 | 85' | | 230' | |
| 5' | 552 | 36' | | 90' | | 240' | |
| 6' | 505 | 38' | | 95' | | 250' | |
| 7' | 470 | 40' | | 100' | | 260' | |
| 8' | 440 | 42' | | 105' | | 270' | |
| 9' | 405 | 44' | | 110' | | 280' | |
| 10' | 368 | 46' | | 115' | | 290' | |
| 12' | 330 | 48' | | 120' | | 300' | |
| 14' | 298 | 50' | | 130' | | 310' | |
| 16' | 270 | 52' | | 140' | | 320' | |
| 18' | 253 | 54' | | 150' | | 330' | |

| Feuille d'essai de laboratoire | | | | Perméabilisé à l'oedomètre | | | |
|---|--------------|------------|--------------|--|--------------|--------------------------------|--------------|
| Echantillon N° : 5-1 | | | | Document de référence : XP CEN ISO/TS 17892-11 | | | |
| Mode de prélèvement : Ech intacte <input checked="" type="checkbox"/> Ech remanié <input type="checkbox"/> Ech reconstitué <input type="checkbox"/> | | | | | | Température de la salle : 20°C | |
| Temps t | Hauteur h | Temps t | Hauteur h | Temps t | Hauteur h | Temps t | Hauteur h |
| 00'' | 1000 | 20' | 0 | 56' | | 160' | |
| 10'' | 900 | 22' | | 58' | | 170' | |
| 20'' | 830 | 24' | | 60' | | 180' | |
| 30'' | 790 | 26' | | 65' | | 190' | |
| 1' | 590 | 28' | | 70' | | 200' | |
| 2' | 385 | 30' | | 75' | | 210' | |
| 3' | 345 | 31' | | 80' | | 220' | |
| 4' | 308 | 34' | | 85' | | 230' | |
| 5' | 268 | 36' | | 90' | | 240' | |
| 6' | 228 | 38' | | 95' | | 250' | |
| 7' | 185 | 40' | | 100' | | 260' | |
| 8' | 150 | 42' | | 105' | | 270' | |
| 9' | 128 | 44' | | 110' | | 280' | |
| 10' | 108 | 46' | | 115' | | 290' | |
| 12' | 68 | 48' | | 120' | | 300' | |
| 14' | 45 | 50' | | 130' | | 310' | |
| 16' | 25 | 52' | | 140' | | 320' | |
| 18' | 6 | 54' | | 150' | | 330' | |

| Feuille d'essai de laboratoire | | | | Perméabilisé à l'oedomètre | | | |
|---|--------------|------------|--------------|--|--------------|--------------------------------|--------------|
| Echantillon N° : 5-2 | | | | Document de référence : XP CEN ISO/TS 17892-11 | | | |
| Mode de prélèvement : Ech intacte <input checked="" type="checkbox"/> Ech remanié <input type="checkbox"/> Ech reconstitué <input type="checkbox"/> | | | | | | Température de la salle : 20°C | |
| Temps t | Hauteur h | Temps t | Hauteur h | Temps t | Hauteur h | Temps t | Hauteur h |
| 00'' | 1000 | 20' | 50 | 56' | | 160' | |
| 10'' | 922 | 22' | 35 | 58' | | 170' | |
| 20'' | 877 | 24' | 20 | 60' | | 180' | |
| 30'' | 850 | 26' | 16 | 65' | | 190' | |
| 1' | 764 | 28' | 10 | 70' | | 200' | |
| 2' | 637 | 30' | 4 | 75' | | 210' | |
| 3' | 526 | 32' | 0 | 80' | | 220' | |
| 4' | 457 | 34' | | 85' | | 230' | |
| 5' | 390 | 36' | | 90' | | 240' | |
| 6' | 324 | 38' | | 95' | | 250' | |
| 7' | 292 | 40' | | 100' | | 260' | |
| 8' | 252 | 42' | | 105' | | 270' | |
| 9' | 220 | 44' | | 110' | | 280' | |
| 10' | 192 | 46' | | 115' | | 290' | |
| 12' | 150 | 48' | | 120' | | 300' | |
| 14' | 116 | 50' | | 130' | | 310' | |
| 16' | 87 | 52' | | 140' | | 320' | |
| 18' | 67 | 54' | | 150' | | 330' | |

| Feuille d'essai de laboratoire | | | | Perméabilisé à l'oedomètre | | | |
|---|--------------|------------|--------------|--|--------------|--------------------------------|--------------|
| Echantillon N° : 5-3 | | | | Document de référence : XP CEN ISO/TS 17892-11 | | | |
| Mode de prélèvement : Ech intacte <input checked="" type="checkbox"/> Ech remanié <input type="checkbox"/> Ech reconstitué <input type="checkbox"/> | | | | | | Température de la salle : 20°C | |
| Temps t | Hauteur h | Temps t | Hauteur h | Temps t | Hauteur h | Temps t | Hauteur h |
| 00'' | 1000 | 20' | 56 | 56' | | 160' | |
| 10'' | 925 | 22' | 31 | 58' | | 170' | |
| 20'' | 880 | 24' | 25 | 60' | | 180' | |
| 30'' | 858 | 26' | 18 | 65' | | 190' | |
| 1' | 770 | 28' | 15 | 70' | | 200' | |
| 2' | 642 | 30' | 12 | 75' | | 210' | |
| 3' | 530 | 31' | 7 | 80' | | 220' | |
| 4' | 460 | 34' | 0 | 85' | | 230' | |
| 5' | 395 | 36' | | 90' | | 240' | |
| 6' | 330 | 38' | | 95' | | 250' | |
| 7' | 298 | 40' | | 100' | | 260' | |
| 8' | 258 | 42' | | 105' | | 270' | |
| 9' | 225 | 44' | | 110' | | 280' | |
| 10' | 198 | 46' | | 115' | | 290' | |
| 12' | 156 | 48' | | 120' | | 300' | |
| 14' | 120 | 50' | | 130' | | 310' | |
| 16' | 95 | 52' | | 140' | | 320' | |
| 18' | 75 | 54' | | 150' | | 330' | |

| Feuille d'essai de laboratoire | | | | Perméabilisé à l'oedomètre | | | |
|---|--------------|------------|--------------|--|--------------|--------------------------------|--------------|
| Echantillon N° : 6-1 | | | | Document de référence : XP CEN ISO/TS 17892-11 | | | |
| Mode de prélèvement : Ech intacte <input checked="" type="checkbox"/> Ech remanié <input type="checkbox"/> Ech reconstitué <input type="checkbox"/> | | | | | | Température de la salle : 20°C | |
| Temps t | Hauteur h | Temps t | Hauteur h | Temps t | Hauteur h | Temps t | Hauteur h |
| 00'' | 1000 | 20' | | 56' | | 160' | |
| 10'' | 884 | 22' | | 58' | | 170' | |
| 20'' | 820 | 24' | | 60' | | 180' | |
| 30'' | 742 | 26' | | 65' | | 190' | |
| 1' | 495 | 28' | | 70' | | 200' | |
| 2' | 335 | 30' | | 75' | | 210' | |
| 3' | 232 | 32' | | 80' | | 220' | |
| 4' | 182 | 34' | | 85' | | 230' | |
| 5' | 124 | 36' | | 90' | | 240' | |
| 6' | 86 | 38' | | 95' | | 250' | |
| 7' | 58 | 40' | | 100' | | 260' | |
| 8' | 35 | 42' | | 105' | | 270' | |
| 9' | 16 | 44' | | 110' | | 280' | |
| 10' | 8 | 46' | | 115' | | 290' | |
| 12' | 0 | 48' | | 120' | | 300' | |
| 14' | | 50' | | 130' | | 310' | |
| 16' | | 52' | | 140' | | 320' | |
| 18' | | 54' | | 150' | | 330' | |

| Feuille d'essai de laboratoire | | | | Perméabilisé à l'oedomètre | | | |
|---|--------------|------------|--------------|--|--------------|--------------------------------|--------------|
| Echantillon N° : 6-2 | | | | Document de référence : XP CEN ISO/TS 17892-11 | | | |
| Mode de prélèvement : Ech intacte <input checked="" type="checkbox"/> Ech remanié <input type="checkbox"/> Ech reconstitué <input type="checkbox"/> | | | | | | Température de la salle : 20°C | |
| Temps t | Hauteur h | Temps t | Hauteur h | Temps t | Hauteur h | Temps t | Hauteur h |
| 00'' | 1000 | 20' | | 56' | | 160' | |
| 10'' | 902 | 22' | | 58' | | 170' | |
| 20'' | 820 | 24' | | 60' | | 180' | |
| 30'' | 750 | 26' | | 65' | | 190' | |
| 1' | 508 | 28' | | 70' | | 200' | |
| 2' | 345 | 30' | | 75' | | 210' | |
| 3' | 258 | 32' | | 80' | | 220' | |
| 4' | 195 | 34' | | 85' | | 230' | |
| 5' | 135 | 36' | | 90' | | 240' | |
| 6' | 101 | 38' | | 95' | | 250' | |
| 7' | 70 | 40' | | 100' | | 260' | |
| 8' | 32 | 42' | | 105' | | 270' | |
| 9' | 25 | 44' | | 110' | | 280' | |
| 10' | 14 | 46' | | 115' | | 290' | |
| 11' | 8 | 48' | | 120' | | 300' | |
| 14' | 0 | 50' | | 130' | | 310' | |
| 16' | | 52' | | 140' | | 320' | |
| 18' | | 54' | | 150' | | 330' | |

| Feuille d'essai de laboratoire | | | | Perméabilisé à l'oedomètre | | | |
|---|--------------|------------|--------------|--|--------------|--------------------------------|--------------|
| Echantillon N° : 6-3 | | | | Document de référence : XP CEN ISO/TS 17892-11 | | | |
| Mode de prélèvement : Ech intacte <input checked="" type="checkbox"/> Ech remanié <input type="checkbox"/> Ech reconstitué <input type="checkbox"/> | | | | | | Température de la salle : 20°C | |
| Temps t | Hauteur h | Temps t | Hauteur h | Temps t | Hauteur h | Temps t | Hauteur h |
| 00'' | 1000 | 20' | | 56' | | 160' | |
| 10'' | 916 | 22' | | 58' | | 170' | |
| 20'' | 825 | 24' | | 60' | | 180' | |
| 30'' | 760 | 26' | | 65' | | 190' | |
| 1' | 525 | 28' | | 70' | | 200' | |
| 2' | 352 | 30' | | 75' | | 210' | |
| 3' | 260 | 32' | | 80' | | 220' | |
| 4' | 200 | 34' | | 85' | | 230' | |
| 5' | 145 | 36' | | 90' | | 240' | |
| 6' | 105 | 38' | | 95' | | 250' | |
| 7' | 75 | 40' | | 100' | | 260' | |
| 8' | 38 | 42' | | 105' | | 270' | |
| 9' | 25 | 44' | | 110' | | 280' | |
| 10' | 20 | 46' | | 115' | | 290' | |
| 11' | 14 | 48' | | 120' | | 300' | |
| 14' | 8 | 50' | | 130' | | 310' | |
| 16' | 2 | 52' | | 140' | | 320' | |
| 18' | 0 | 54' | | 150' | | 330' | |

| Feuille d'essai de laboratoire | | | | Perméabilisé à l'oedomètre | | | |
|---|--------------|------------|--------------|--|--------------|--------------------------------|--------------|
| Echantillon N° : 7-1 | | | | Document de référence : XP CEN ISO/TS 17892-11 | | | |
| Mode de prélèvement : Ech intacte <input checked="" type="checkbox"/> Ech remanié <input type="checkbox"/> Ech reconstitué <input type="checkbox"/> | | | | | | Température de la salle : 20°C | |
| Temps t | Hauteur h | Temps t | Hauteur h | Temps t | Hauteur h | Temps t | Hauteur h |
| 00'' | 1000 | 20' | 46 | 56' | | 160' | |
| 10'' | 915 | 22' | 45 | 58' | | 170' | |
| 20'' | 880 | 24' | 45 | 60' | | 180' | |
| 30'' | 845 | 26' | 45 | 65' | | 190' | |
| 1' | 720 | 28' | 45 | 70' | | 200' | |
| 2' | 640 | 30' | 44 | 75' | | 210' | |
| 3' | 585 | 32' | | 80' | | 220' | |
| 4' | 424 | 34' | | 85' | | 230' | |
| 5' | 340 | 36' | | 90' | | 240' | |
| 6' | 262 | 38' | | 95' | | 250' | |
| 7' | 205 | 40' | | 100' | | 260' | |
| 8' | 155 | 42' | | 105' | | 270' | |
| 9' | 135 | 44' | | 110' | | 280' | |
| 10' | 105 | 46' | | 115' | | 290' | |
| 12' | 82 | 48' | | 120' | | 300' | |
| 14' | 65 | 50' | | 130' | | 310' | |
| 16' | 55 | 52' | | 140' | | 320' | |
| 18' | 50 | 54' | | 150' | | 330' | |

| Feuille d'essai de laboratoire | | | | Perméabilisé à l'oedomètre | | | |
|---|--------------|------------|--------------|--|--------------|--------------------------------|--------------|
| Echantillon N° : 7-3 | | | | Document de référence : XP CEN ISO/TS 17892-11 | | | |
| Mode de prélèvement : Ech intacte <input checked="" type="checkbox"/> Ech remanié <input type="checkbox"/> Ech reconstitué <input type="checkbox"/> | | | | | | Température de la salle : 20°C | |
| Temps t | Hauteur h | Temps t | Hauteur h | Temps t | Hauteur h | Temps t | Hauteur h |
| 00'' | 1000 | 20' | | 56' | | 160' | |
| 10'' | | 22' | | 58' | | 170' | |
| 20'' | | 24' | | 60' | | 180' | |
| 30'' | | 26' | | 65' | | 190' | |
| 1' | | 28' | | 70' | | 200' | |
| 2' | | 30' | 180 | 75' | | 210' | |
| 3' | | 32' | | 80' | | 220' | |
| 4' | | 34' | | 85' | | 230' | |
| 5' | | 36' | | 90' | | 240' | |
| 6' | | 38' | | 95' | | 250' | |
| 7' | | 40' | | 100' | | 260' | |
| 8' | | 42' | | 105' | | 270' | |
| 9' | | 44' | | 110' | | 280' | |
| 10' | | 46' | | 115' | | 290' | |
| 12' | | 48' | | 120' | | 300' | |
| 14' | | 50' | | 130' | | 310' | |
| 16' | | 52' | | 140' | | 320' | |
| 18' | | 54' | | 150' | | 330' | |

| Feuille d'essai de laboratoire | | | | Perméabilisé à l'oedomètre | | | |
|---|--------------|------------|--------------|--|--------------|--------------------------------|--------------|
| Echantillon N° : 8-1 | | | | Document de référence : XP CEN ISO/TS 17892-11 | | | |
| Mode de prélèvement : Ech intacte <input checked="" type="checkbox"/> Ech remanié <input type="checkbox"/> Ech reconstitué <input type="checkbox"/> | | | | | | Température de la salle : 20°C | |
| Temps t | Hauteur h | Temps t | Hauteur h | Temps t | Hauteur h | Temps t | Hauteur h |
| 00'' | 1000 | 19' | 5 | 56' | | 160' | |
| 10'' | 930 | 22' | 0 | 58' | | 170' | |
| 20'' | 900 | 24' | | 60' | | 180' | |
| 30'' | 870 | 26' | | 65' | | 190' | |
| 1' | 795 | 28' | | 70' | | 200' | |
| 2' | 625 | 30' | | 75' | | 210' | |
| 3' | 495 | 32' | | 80' | | 220' | |
| 4' | 398 | 34' | | 85' | | 230' | |
| 5' | 320 | 36' | | 90' | | 240' | |
| 6' | 270 | 38' | | 95' | | 250' | |
| 7' | 235 | 40' | | 100' | | 260' | |
| 8' | 180 | 42' | | 105' | | 270' | |
| 9' | 120 | 44' | | 110' | | 280' | |
| 10' | 90 | 46' | | 115' | | 290' | |
| 12' | 60 | 48' | | 120' | | 300' | |
| 14' | 45 | 50' | | 130' | | 310' | |
| 16' | 25 | 52' | | 140' | | 320' | |
| 18' | 12 | 54' | | 150' | | 330' | |

| Feuille d'essai de laboratoire | | | | Perméabilisé à l'oedomètre | | | |
|---|--------------|------------|--------------|--|--------------|--------------------------------|--------------|
| Echantillon N° : 8-2 | | | | Document de référence : XP CEN ISO/TS 17892-11 | | | |
| Mode de prélèvement : Ech intacte <input checked="" type="checkbox"/> Ech remanié <input type="checkbox"/> Ech reconstitué <input type="checkbox"/> | | | | | | Température de la salle : 20°C | |
| Temps t | Hauteur h | Temps t | Hauteur h | Temps t | Hauteur h | Temps t | Hauteur h |
| 00'' | 1000 | 19' | 60 | 56' | | 160' | |
| 10'' | 930 | 22' | 60 | 58' | | 170' | |
| 20'' | 855 | 24' | | 60' | | 180' | |
| 30'' | 820 | 26' | | 65' | | 190' | |
| 1' | 710 | 28' | | 70' | | 200' | |
| 2' | 620 | 30' | | 75' | | 210' | |
| 3' | 570 | 32' | | 80' | | 220' | |
| 4' | 485 | 34' | | 85' | | 230' | |
| 5' | 450 | 36' | | 90' | | 240' | |
| 6' | 415 | 38' | | 95' | | 250' | |
| 7' | 340 | 40' | | 100' | | 260' | |
| 8' | 295 | 42' | | 105' | | 270' | |
| 9' | 185 | 44' | | 110' | | 280' | |
| 10' | 145 | 46' | | 115' | | 290' | |
| 12' | 82 | 48' | | 120' | | 300' | |
| 14' | 70 | 50' | | 130' | | 310' | |
| 16' | 65 | 52' | | 140' | | 320' | |
| 18' | 60 | 54' | | 150' | | 330' | |

| Feuille d'essai de laboratoire | | | | Perméabilisé à l'oedomètre | | | |
|---|--------------|------------|--------------|--|--------------|--------------------------------|--------------|
| Echantillon N° : 8-3 | | | | Document de référence : XP CEN ISO/TS 17892-11 | | | |
| Mode de prélèvement : Ech intacte <input checked="" type="checkbox"/> Ech remanié <input type="checkbox"/> Ech reconstitué <input type="checkbox"/> | | | | | | Température de la salle : 20°C | |
| Temps t | Hauteur h | Temps t | Hauteur h | Temps t | Hauteur h | Temps t | Hauteur h |
| 00'' | 1000 | 19' | 65 | 56' | | 160' | |
| 10'' | 935 | 22' | 50 | 58' | | 170' | |
| 20'' | 910 | 24' | 38 | 60' | | 180' | |
| 30'' | 880 | 26' | 28 | 65' | | 190' | |
| 1' | 715 | 28' | 18 | 70' | | 200' | |
| 2' | 665 | 30' | 12 | 75' | | 210' | |
| 3' | 645 | 32' | | 80' | | 220' | |
| 4' | 630 | 34' | | 85' | | 230' | |
| 5' | 620 | 36' | | 90' | | 240' | |
| 6' | 605 | 38' | | 95' | | 250' | |
| 7' | 575 | 40' | | 100' | | 260' | |
| 8' | 530 | 42' | | 105' | | 270' | |
| 9' | 460 | 44' | | 110' | | 280' | |
| 10' | 370 | 46' | | 115' | | 290' | |
| 12' | 280 | 48' | | 120' | | 300' | |
| 14' | 209 | 50' | | 130' | | 310' | |
| 16' | 115 | 52' | | 140' | | 320' | |
| 18' | 88 | 54' | | 150' | | 330' | |

| Feuille d'essai de laboratoire | | | | Perméabilisé à l'oedomètre | | | |
|---|--------------|------------|--------------|--|--------------|--------------------------------|--------------|
| Echantillon N° : 9-1 | | | | Document de référence : XP CEN ISO/TS 17892-11 | | | |
| Mode de prélèvement : Ech intacte <input checked="" type="checkbox"/> Ech remanié <input type="checkbox"/> Ech reconstitué <input type="checkbox"/> | | | | | | Température de la salle : 20°C | |
| Temps t | Hauteur h | Temps t | Hauteur h | Temps t | Hauteur h | Temps t | Hauteur h |
| 00'' | 1000 | 19' | | 56' | | 160' | |
| 10'' | 900 | 22' | | 58' | | 170' | |
| 20'' | 820 | 24' | | 60' | | 180' | |
| 30'' | 750 | 26' | | 65' | | 190' | |
| 1' | 655 | 28' | | 70' | | 200' | |
| 2' | 400 | 30' | | 75' | | 210' | |
| 3' | 312 | 32' | | 80' | | 220' | |
| 4' | 245 | 34' | | 85' | | 230' | |
| 5' | 195 | 36' | | 90' | | 240' | |
| 6' | 152 | 38' | | 95' | | 250' | |
| 7' | 98 | 40' | | 100' | | 260' | |
| 8' | 78 | 42' | | 105' | | 270' | |
| 9' | 24 | 44' | | 110' | | 280' | |
| 10' | 18 | 46' | | 115' | | 290' | |
| 12' | 12 | 48' | | 120' | | 300' | |
| 14' | 5 | 50' | | 130' | | 310' | |
| 16' | 0 | 52' | | 140' | | 320' | |
| 18' | | 54' | | 150' | | 330' | |

| Feuille d'essai de laboratoire | | | | Perméabilisé à l'oedomètre | | | |
|---|--------------|------------|--------------|--|--------------|--------------------------------|--------------|
| Echantillon N° : 9-2 | | | | Document de référence : XP CEN ISO/TS 17892-11 | | | |
| Mode de prélèvement : Ech intacte <input checked="" type="checkbox"/> Ech remanié <input type="checkbox"/> Ech reconstitué <input type="checkbox"/> | | | | | | Température de la salle : 20°C | |
| Temps t | Hauteur h | Temps t | Hauteur h | Temps t | Hauteur h | Temps t | Hauteur h |
| 00'' | 1000 | 19' | | 56' | | 160' | |
| 10'' | 880 | 22' | | 58' | | 170' | |
| 20'' | 840 | 24' | | 60' | | 180' | |
| 30'' | 810 | 26' | | 65' | | 190' | |
| 1' | 550 | 28' | | 70' | | 200' | |
| 2' | 430 | 30' | | 75' | | 210' | |
| 3' | 262 | 32' | | 80' | | 220' | |
| 4' | 262 | 34' | | 85' | | 230' | |
| 5' | 210 | 36' | | 90' | | 240' | |
| 6' | 160 | 38' | | 95' | | 250' | |
| 7' | 135 | 40' | | 100' | | 260' | |
| 8' | 115 | 42' | | 105' | | 270' | |
| 9' | 95 | 44' | | 110' | | 280' | |
| 10' | 62 | 46' | | 115' | | 290' | |
| 12' | 35 | 48' | | 120' | | 300' | |
| 14' | 10 | 50' | | 130' | | 310' | |
| 15' | 4 | 52' | | 140' | | 320' | |
| 16' | 0 | 54' | | 150' | | 330' | |

| Feuille d'essai de laboratoire | | | | Perméabilisé à l'oedomètre | | | |
|---|--------------|------------|--------------|--|--------------|--------------------------------|--------------|
| Echantillon N° : 9-3 | | | | Document de référence : XP CEN ISO/TS 17892-11 | | | |
| Mode de prélèvement : Ech intacte <input checked="" type="checkbox"/> Ech remanié <input type="checkbox"/> Ech reconstitué <input type="checkbox"/> | | | | | | Température de la salle : 20°C | |
| Temps t | Hauteur h | Temps t | Hauteur h | Temps t | Hauteur h | Temps t | Hauteur h |
| 00'' | 1000 | 20' | | 56' | | 160' | |
| 10'' | 885 | 22' | | 58' | | 170' | |
| 20'' | 842 | 24' | | 60' | | 180' | |
| 30'' | 814 | 26' | | 65' | | 190' | |
| 1' | 556 | 28' | | 70' | | 200' | |
| 2' | 435 | 30' | | 75' | | 210' | |
| 3' | 265 | 32' | | 80' | | 220' | |
| 4' | 268 | 34' | | 85' | | 230' | |
| 5' | 215 | 36' | | 90' | | 240' | |
| 6' | 165 | 38' | | 95' | | 250' | |
| 7' | 142 | 40' | | 100' | | 260' | |
| 8' | 118 | 42' | | 105' | | 270' | |
| 9' | 98 | 44' | | 110' | | 280' | |
| 10' | 70 | 46' | | 115' | | 290' | |
| 12' | 30 | 48' | | 120' | | 300' | |
| 14' | 15 | 50' | | 130' | | 310' | |
| 16' | 6 | 52' | | 140' | | 320' | |
| 18' | 0 | 54' | | 150' | | 330' | |

| échantillon | Volume totale | poids sec | poids humide | Volume des vides | porosité | Porosité % | |
|-------------|---------------|-----------|--------------|------------------|------------|------------|--------------|
| 1_1 | 51 | 76,211 | 78,736 | 2,525 | 0,0495098 | 4,95098039 | 35%bentonite |
| 1_2 | 151 | 313,422 | 320,114 | 6,692 | 0,04431788 | 4,43178808 | |
| 1_3 | 51 | 76,211 | 77,736 | 1,525 | 0,02990196 | 2,99019608 | |
| 2_1 | 248 | 448,633 | 466,196 | 17,563 | 0,07081855 | 7,08185484 | 25%bentonite |
| 2_2 | 49 | 71,247 | 74,54 | 3,293 | 0,06720408 | 6,72040816 | |
| 2_3 | 152 | 343,616 | 351,167 | 7,551 | 0,04967763 | 4,96776316 | |
| 3_1 | 40 | 66,2 | 73,29 | 7,09 | 0,17725 | 17,725 | 15%bentonite |
| 3_2 | 40 | 66,828 | 71,343 | 4,515 | 0,112875 | 11,2875 | |
| 3_3 | 148 | 236,925 | 248,987 | 12,062 | 0,0815 | 8,15 | |

| échantillon | Volume totale | poids sec | poids humide | Volume des vides | porosité | Porosité % | |
|-------------|---------------|-----------|--------------|------------------|------------|------------|--------------|
| 4_1 | 192 | 362,658 | 400,4 | 37,742 | 0,19657292 | 19,6572917 | 35%kaolinite |
| 4_2 | 146 | 308,127 | 335,574 | 27,447 | 0,18799315 | 18,7993151 | |
| 4_3 | 42 | 69,15 | 76,026 | 6,876 | 0,16371429 | 16,3714286 | |
| 5_1 | 40 | 73,39 | 81,982 | 8,592 | 0,2148 | 21,48 | 25%kaolinite |
| 5_2 | 40 | 75,941 | 83,958 | 8,017 | 0,200425 | 20,0425 | |
| 5_3 | 39 | 68,715 | 76,118 | 7,403 | 0,18982051 | 18,9820513 | |
| 6_1 | 34,5 | 76,088 | 85,102 | 9,014 | 0,26127536 | 26,1275362 | 15%kaolinite |
| 6_2 | 35,5 | 66,641 | 75,576 | 8,935 | 0,25169014 | 25,1690141 | |
| 6_3 | 35,5 | 71,344 | 79,539 | 8,195 | 0,23084507 | 23,084507 | |

| échantillon | Volume totale | poids sec | poids humide | Volume des vides | porosité | Porosité % | |
|-------------|---------------|-----------|--------------|------------------|------------|------------|-----------|
| 7_1 | 50 | 76,011 | 84,936 | 8,925 | 0,1785 | 17,85 | 35%illite |
| 7_2 | 35,5 | 74,941 | 80,129 | 5,188 | 0,14614085 | 14,6140845 | |
| 7_3 | 41 | 68,715 | 73,708 | 4,993 | 0,12178049 | 12,1780488 | |
| 8_1 | 40 | 70,532 | 77,954 | 7,422 | 0,18555 | 18,555 | 25%illite |
| 8_2 | 47 | 76,021 | 83,958 | 7,937 | 0,16887234 | 16,887234 | |
| 8_3 | 42 | 68,715 | 74,718 | 6,003 | 0,14292857 | 14,2928571 | |
| 9_1 | 40 | 72,51 | 81,38 | 8,87 | 0,22175 | 22,175 | 15%illite |
| 9_2 | 45 | 74,002 | 82,863 | 8,861 | 0,19691111 | 19,6911111 | |
| 9_3 | 45 | 74,88 | 82,751 | 7,871 | 0,17491111 | 17,4911111 | |