



HAL
open science

Pétrophysique et micromécanique des grès "tight" en relation avec leur microstructure

Yi Wang

► **To cite this version:**

Yi Wang. Pétrophysique et micromécanique des grès "tight" en relation avec leur microstructure. Génie civil. Ecole Centrale de Lille, 2016. Français. NNT : 2016ECLI0017 . tel-01490256

HAL Id: tel-01490256

<https://theses.hal.science/tel-01490256>

Submitted on 15 Mar 2017

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

N° d'ordre : 309

CENTRALE LILLE

THESE

Présentée en vue

D'obtenir le grade de

DOCTEUR

En

Spécialité: Génie Civil

Par

Yi WANG

DOCTORAT DELIVRE PAR CENTRALE LILLE

Titre de la thèse :

Pérophysique et micromécanique des grès « tight » en relation avec leur microstructure

Soutenue le 08 décembre 2016 devant le jury d'examen :

Président	Jian-Fu SHAO, Professeur, Polytech'Lille
Rapporteur	Luc DORMIEUX, Professeur, Ecole des Ponts Paris Tech
Rapporteur	Béatrice LEDESERT, Professeur, Université de Cergy-Pontoise
Examineur	Laurent JEANNIN, Ingénieur de Recherche, ENGIE EPI
Encadrant de thèse	Frédéric SKOCZYLAS, Professeur, Centrale Lille
Co-Encadrant de thèse	Franck AGOSTINI, Maître de conférences, Centrale Lille

Thèse préparée dans le Laboratoire de mécanique de Lille (LML CNRS FRE 3723)

Ecole Doctorale SPI 072 (Lille I, Lille III, Artois, ULCO, UVHC, Centrale Lille)

Remerciements

D'abord je voudrais exprimer mes plus vifs remerciements à mon directeur de thèse, Monsieur Frédéric Skoczylas, pour m'avoir proposé un sujet de thèse très intéressant et très riche et pour m'avoir fait confiance tout au long de ce travail. Ensuite je tiens à remercier mon co-encadrant de thèse, Monsieur Franck Agostini, pour sa patience ainsi que ses conseils très pertinents. Leurs connaissances et leur rigueur scientifique, dont j'ai bénéficié tout au long de mes recherches, m'ont permis de mener à bien les différents sujets abordés dans ce mémoire. Ici encore je voudrais exprimer aussi ma gratitude à Monsieur Luc Dormieux et Monsieur Laurent Jeannin pour leur guide sur la partie modélisation dans ce travail.

Ensuite je souhaite remercier Monsieur Jianfu Shao pour m'avoir fait l'honneur de présider le jury de soutenance. Je tiens à remercier Monsieur Luc Dormieux et Madame Béatrice Ledesert qui ont accepté la lourde tâche de rapporter ma thèse et je voudrais remercier également Monsieur Laurent Jeannin pour avoir participé à l'évaluation de ce travail. J'apprécie beaucoup les critiques et les conseils de tous les membres du jury.

Cette thèse s'est déroulée au sein du laboratoire de Génie Civil de Centrale Lille. Je tiens à remercier tous les personnels de notre laboratoire, Thierry Dubois, Laurent Leconte, Marie-Claude Willemetz, Ludovic Potier, Catherine Davy, Brigitte Warocquier et Nadine Desseyn, pour leur aide. J'exprime aussi ma sympathie aux doctorants (ou docteurs) de notre laboratoire, Yan Pei, Zhibo Duan, Wei Chen, Haifeng Yuan, Cong Hu, Yao Zhang, Yang Song, François Bignonnet, Nicolas Gay, Baptiste Marchand, Charles Ciccicone, Jiangfeng Liu, Xiaojian Fu, pour leur amitié.

Ce travail de thèse s'inscrit dans le cadre d'une convention industrielle, qui est une collaboration à la fois avec ENGIE EPI et Centrale Lille. Je tiens à remercier ces organismes pour leur soutien scientifique. Aussi, je remercie le CSC du gouvernement chinois qui m'a donné le soutien financier.

Enfin, j'ai un grand merci à mon père Zhonglin Wang, ma mère Huiping Gao et ma copine Ni Yong, qui m'ont soutenue tout au long de ces trois ans, je dédie cette thèse à eux.

Table des matières

Chapitre 1. Problématique et réservoirs «tight ».....	1
1.1 Contexte.....	1
1.2 Les réservoirs de grès «tight ».....	4
1.2.1 Caractéristiques des réservoirs de grès «tight ».....	4
1.2.2 Formation des réservoirs de grès «tight ».....	5
1.3 Propriétés pétrophysiques de grès «tight ».....	7
1.3.1 Porosité.....	7
1.3.2 Perméabilité.....	8
1.4 Propriétés poro-mécaniques.....	11
1.5 Stratégie appliquée pour cette étude.....	13
Chapitre 2. Méthodes expérimentales.....	15
2.1 Mesure de la porosité accessible à l'eau et la densité apparente.....	15
2.2 Conditionnement des échantillons.....	16
2.3 Porosimétrie par intrusion de mercure (PIM).....	17
2.4 Analyse de la surface spécifique (SBET).....	19
2.5 Pycnométrie à l'hélium.....	20
2.6 Microscopie optique.....	21
2.7 Mesure de la perméabilité.....	22
2.7.1 Mesure de la perméabilité apparente au gaz.....	22
2.7.2 Mesure de la perméabilité effective et la perméabilité relative.....	24
2.8 Mesure du volume de pores accessible au gaz.....	24
2.9 Mesure des propriétés poro-mécaniques.....	25
Chapitre 3. Caractérisation du réseau percolant des grès «tight ».....	29
3.1 Caractérisation initiale des échantillons.....	29
3.2 Microscopie optique.....	32
3.3 Pycnomètre à l'hélium.....	34
3.4 Analyse de la surface spécifique (SBET).....	35
3.5 Caractérisation du réseau poreux par porosimétrie par intrusion de mercure (PIM).....	37
3.5.1 Interprétation directe des données de PIM.....	37
3.5.2 Estimation de la perméabilité par les données de PIM.....	41
3.6 Conclusion.....	49
Chapitre 4. Propriétés de transfert et poromécaniques des grès «tight » à l'état sec en relation avec leur structure poreuse.....	51

4.1	Etude expérimentale des propriétés de transfert et poromécaniques (effet du chargement mécanique)	51
4.1.1	Introduction	51
4.1.2	Effet du chargement mécanique sur la perméabilité eau gaz	52
4.1.3	Effet du chargement mécanique sur la porosité.....	56
4.1.4	Propriétés poro-mécaniques	67
4.1.5	Conclusion.....	70
4.2	Modèles micromécaniques du coefficient de Biot et de la perméabilité à l'état sec	71
4.2.1	Introduction	71
4.2.2	Approche micromécanique des propriétés poro-mécaniques	71
4.2.3	Approche micromécanique de la perméabilité.....	83
4.2.4	Conclusion.....	90
Chapitre 5.	Analyse de l'effet couplé du chargement mécanique et de la teneur en eau sur les propriétés de transfert des grès «tight ».....	92
5.1	Introduction.....	92
5.2	Perméabilité relative usuelle (effet de la teneur en eau)	92
5.3	Effet du chargement mécanique sur la perméabilité à l'état partiellement saturé	94
5.4	Perméabilité relative ramenée à la valeur initiale k (sec, 3 MPa).....	96
5.4.1	Critère préliminaire du «permeability jail ».....	96
5.4.2	Nouveau critère du «permeability jail ».....	99
5.5	Conclusion	107
Chapitre 6.	Conclusions et perspectives.....	108
6.1	Conclusions.....	108
6.2	Perspectives.....	110
Références	113

Chapitre 1. Problématique et réservoirs «tight »

1.1 Contexte

La demande énergétique mondiale est en constante augmentation depuis le début de l'ère industrielle. Parmi les sources d'énergie primaire, le gaz naturel est confronté à une raréfaction des gisements dits conventionnels (i.e. qui sont facilement exploitables avec les moyens actuels et donc économiquement intéressants). Cela pousse donc l'industrie gazière à se tourner vers les réservoirs non-conventionnels, plus difficiles à produire et présentant donc une moins bonne rentabilité économique [1, 2]. Le gaz non-conventionnel est généralement défini comme étant le gaz contenu dans des roches ayant des propriétés pétrophysiques (faible perméabilité et faible porosité) peu compatibles avec une exploitation économiquement viable.

Les réservoirs de gaz conventionnel et non-conventionnel peuvent être classés selon leur perméabilité. La Figure 1-1 montre le triangle de ressources [3] dont le sommet correspond aux réservoirs de gaz conventionnel. Leur perméabilité est comprise entre 1 mD et 1000 mD ($1 \text{ mD} = 10^{-15} \text{ m}^2$). Les réservoirs dits non-conventionnel présentent généralement une perméabilité inférieure à 0,1 mD.

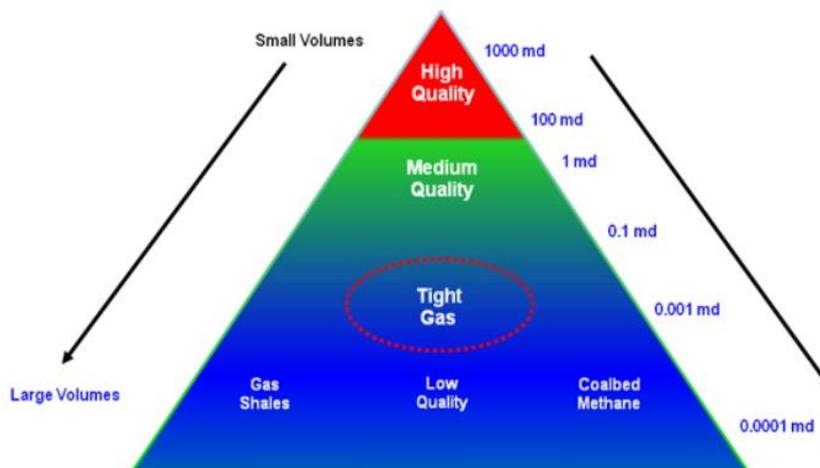


Figure 1-1 Triangle de ressource [3]

Les gaz non-conventionnels sont généralement classés en trois catégories (cf. Figure 1-2) [4]:

- Gaz de schiste (Shale gas) : il s'agit de gaz resté piégé dans la roche mère, Le réservoir est donc constitué d'une roche sédimentaire à grains fins, argileuse à structure litée et

très peu perméable qui nécessite un traitement de stimulation (fracturation hydraulique par exemple) pour être exploité.

- Gaz de réservoirs compacts (Tight gas): le gaz a migré depuis sa roche mère mais est piégé dans une roche peu poreuse et perméable, de type calcaire ou grès.
- Gaz de charbon (Coal Bed Methane): le gaz n'est pas stocké dans la porosité du matériau mais adsorbé dans des couches de charbon. Il s'agit de ce que les mineurs appelaient le «grisou».

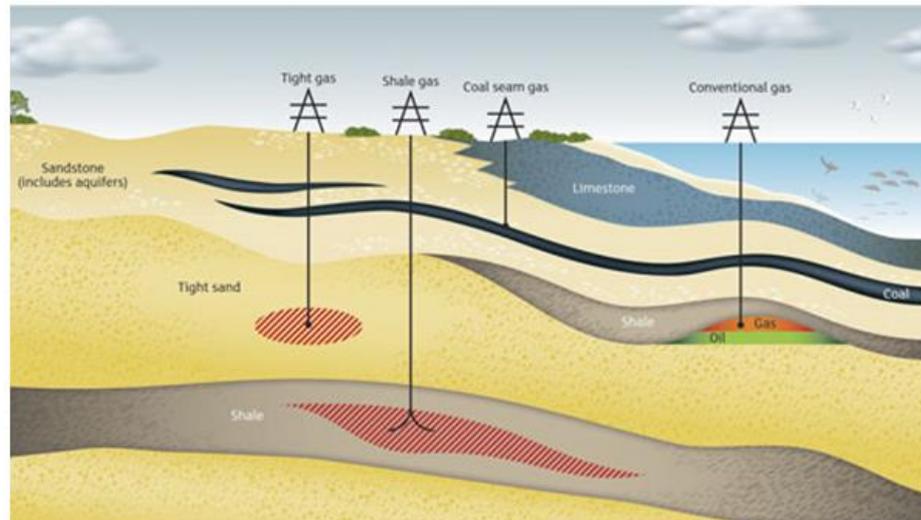


Figure 1-2 Emplacement des types de gaz non-conventionnel dans les couches de la terre [5]

Bien qu'il soit difficile à exploiter, le gaz non-conventionnel présente un grand intérêt du point de vue des quantités disponibles. Il représente presque la moitié des ressources mondiales de gaz techniquement récupérable, environ 342 trillion m^3 (cf. Figure 1-3). Parmi les trois types de gaz non-conventionnel, le gaz «tight» présente un important potentiel de croissance de production. Aux Etats-Unis par exemple, la production issue des réservoirs «tight» a atteint environ 20 bcf par jour en 2016 (bcf: milliard de pieds cubes, $1 \text{ bcf} = 28 \cdot 10^6 \text{ m}^3$) [6], ce qui correspond à plus de la moitié de la production totale en gaz non-conventionnel.

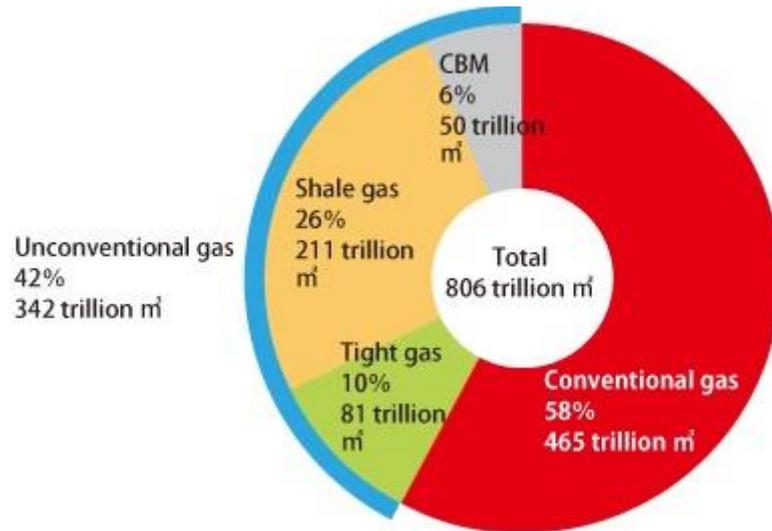


Figure 1-3 Ressource mondiale de gaz techniquement récupérable [7]

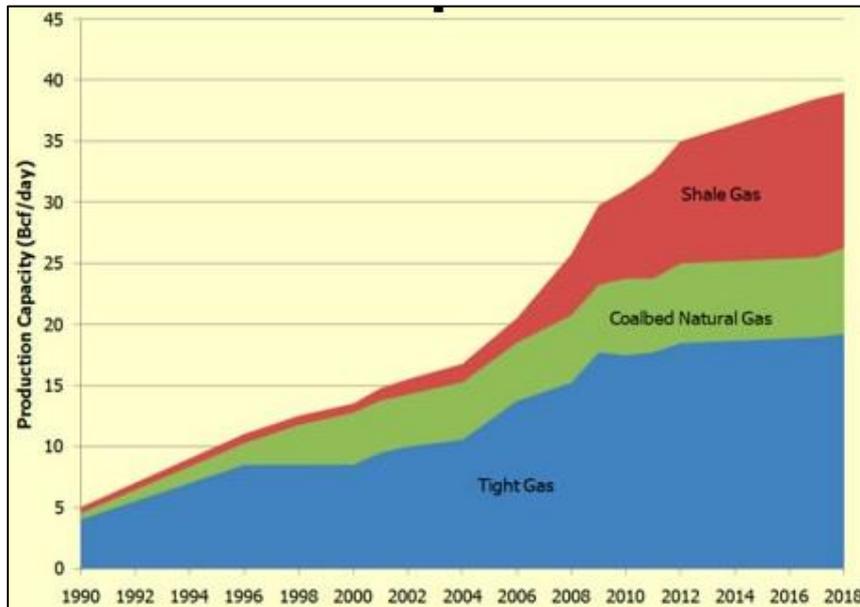


Figure 1-4 Capacité de production de gaz aux Etats-Unis [6]

La production de gaz «tight» devrait continuer à augmenter dans les années à venir. Assurer cette croissance représente de nombreux défis et de nombreuses incertitudes perdurent. Le terme «réserve prouvée» correspond aux réserves connues qu'il est possible d'exploiter dans les conditions techniques et économiques actuelles. Par opposition, les «réserves possibles» sont celles dont la probabilité d'être économiquement exploitable n'est que de 10% (50% pour les «réserves probables»). Afin de fiabiliser les estimations des différents types de réserves, une caractérisation précise des propriétés pétrophysiques et de transfert des réservoirs «tight» est indispensable. Les incertitudes liées à la porosité du matériau (correspondant à sa capacité à stocker un volume important de gaz) ou à sa perméabilité (liée à la facilité et la vitesse avec laquelle il est possible d'en extraire le gaz) pourraient mettre en péril la viabilité économique d'un projet [2].

Ainsi, ce travail de thèse consiste à identifier les propriétés pétrophysiques et de transfert de roches provenant d'un réservoir de grès «tight » en Afrique du nord exploité par ENGIE E&P International. Plus largement, il s'agira d'identifier les liens entre les propriétés de transfert, les propriétés poro-mécaniques, la sensibilité au chargement mécanique ou à la teneur en eau, et quelques indicateurs comme la porosité la distribution des tailles de pores, la perméabilité intrinsèque, les caractéristiques pétrographiques... Le but est de pouvoir prédire le comportement de matériaux différents de ceux étudiés ici, en utilisant des données d'entrée « facilement » accessibles, fournissant ainsi des outils permettant d'évaluer la qualité d'un nouveau réservoir sans passer par une caractérisation exhaustive, longue et coûteuse du matériau constituant ce réservoir.

1.2 Les réservoirs de grès «tight »

1.2.1 Caractéristiques des réservoirs de grès «tight »

Les réservoirs de grès «tight » font partie des réservoirs dits «non-conventionnels », c'est-à-dire qu'ils nécessitent le recours à des traitements de stimulation massive ou des processus et des technologies de récupération spéciales [1] pour être produits.

Comparé à un réservoir conventionnel, un réservoir de grès «tight » se caractérise par :

- Une faible perméabilité intrinsèque et une importante sensibilité à la contrainte in situ. La perméabilité in-situ d'un réservoir de grès «tight » est inférieure à 0,1 mD, et peut atteindre 0,001 mD pour les réservoirs «ultra tight » [1].
- Les grès «tight » présentent également une sensibilité à la saturation liquide (cf. section 1.3.2) et des pressions capillaires significativement différentes des grès conventionnels. La conséquence la plus remarquable est la présence, in situ, d'une zone de transition importante due aux effets capillaires pouvant s'étendre sur plusieurs centaines de mètres au-dessus du niveau de la nappe phréatique. Dans cette zone, la mobilité des phases liquides et gazeuses est extrêmement réduite, c'est que nous appelons le «permeability jail » (cf. section 1.3.2).

Outre leurs propriétés pétrophysiques, les réservoirs conventionnels et les réservoirs de grès «tight » diffèrent également en termes de composition minéralogique, volume, et tailles de pores, rayon d'accès aux pores, connectivité du réseau etc...[8], Le Tableau 1-1 résume les principales différences entre ces deux types de réservoirs.

Tableau 1-1 Comparaison des réservoirs conventionnel et de grès «tight » [8]

Propriété	Réservoir conventionnel	Réservoir de grès «tight »
-----------	-------------------------	----------------------------

Composition de roche du réservoir	Teneur important en quartz et faible teneur en feldspath	Teneur en feldspath relativement importante
Type de pore	Mélange des pores primaires et secondaires	Principalement des pores secondaires
Connectivité et type de pores de seuil	Pore de seuil court, bonne connectivité	Pore de seuil feuilleté, serpentant et schisteuse, mauvaise connectivité
Sensibilité au confinement	Faible	Importante

La Figure 1-5 illustre les différences de morphologie des réseaux poreux de ces deux types de réservoirs et permet de comprendre leurs différences de comportement. A gauche, dans un réservoir conventionnel, le volume poreux, représenté par l'époxy bleu, est important et bien connecté ce qui permet au gaz de s'écouler facilement. En revanche, pour le grès «tight » (Figure 1-5 à droite), on observe un faible volume poreux, faiblement connecté par de fins joints de grains. En conséquence la porosité et la perméabilité de ce dernier sont beaucoup plus faibles et plus sensibles au confinement.

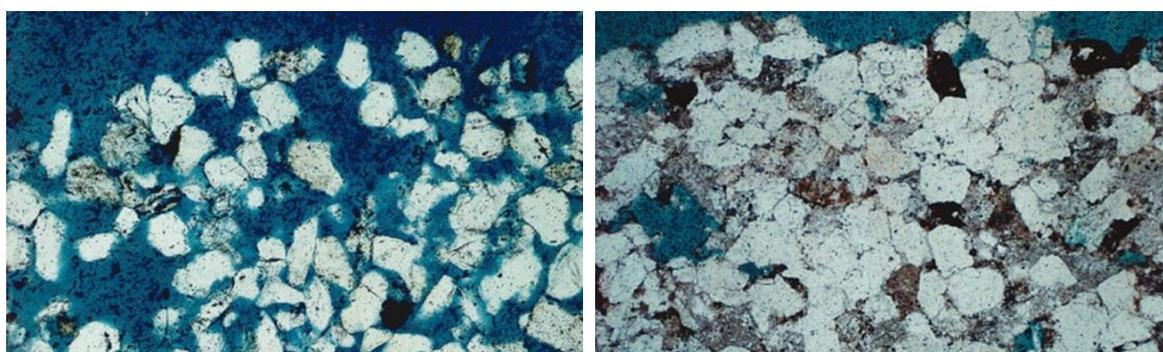


Figure 1-5 Lames minces d'un grès conventionnel (à gauche) et d'un grès «tight » (à droite) [1]

1.2.2 Formation des réservoirs de grès «tight »

Le réservoir de grès «tight » est formé à la base des trois composants [9] :

- **Le grain :** Les grains se réfèrent aux composants solides de taille plus grande dans la roche qui forment les unités de base à petite échelle du réservoir de grès «tight ». La composition originale du grain est contrôlée par la composition de la source des sédiments (c'est-à-dire la provenance) ainsi que les processus chimiques et physiques dans lesquelles les sédiments sont créés et transportés vers le bassin géologique. Des grains de la plupart des réservoirs de grès «tight » se composent principalement de quartz, feldspaths et des fragments de roche.

- **La matrice :** La matrice est le second composant commun dans un sédiment qui se réfère aux matériaux les plus fins déposés entre les grains supérieurs et généralement incluant l'argile. Les principaux minéraux d'argile observés dans le réservoir de grès «tight » sont la kaolinite, la smectite, l'illite et le chlorite.
- **Le ciment :** Le ciment se réfère généralement à tout minéral qui se forme pendant la diagenèse et se précipite après le dépôt des grains et des composants de la matrice. Le ciment joint les minéraux dans la roche et remplit le système de pores, réduit la perméabilité et la porosité. Les composants les plus communs de ciment dans le grès «tight » sont principalement la silice et le carbonate.

Le grès est une roche détritique. Les caractéristiques d'un grès «tight » dépendent en premier lieu de la nature des dépôts (éoliens, fluviaux, marin, etc...) et de différents facteurs au moment du dépôt tel que la granulométrie des grains, leur argilosité etc [2]. La structure initiale du matériau (la taille, distribution et forme des grains) dépend de ces facteurs [10].

De plus, le processus diagénétique transformant le dépôt en roche sédimentaire joue un rôle prépondérant dans les caractéristiques du réservoir. La topologie de l'espace poreux et donc sa porosité et sa perméabilité en dépendent. Différents processus interviennent dans la diagenèse. Ils peuvent être physiques, chimiques ou biologiques. Les principaux mécanismes influant sur les propriétés des réservoirs «tight » sont :

- **La compaction mécanique :** elle est dû à la contrainte verticale effective et entraîne une réduction de la porosité primaire dans les grès peu profonds par réarrangement des grains [11, 12], par compression et rotation des grains et par rupture mécanique au cours de l'enfouissement [13]. Ce mécanisme est responsable de la perte de porosité primaire pour des températures < 80 °C et des profondeurs < 2 km [14].
- **La dissolution :** elle intervient au niveau des contacts intergranulaires et peut être induite chimiquement ou par la pression. Ce mécanisme pilote la formation des pores secondaires dans le grès et est souvent accompagné d'une re-précipitation du matériau dissous sur la surface des grains. Ce mécanisme contribue au réarrangement du squelette poreux et à la diminution de la porosité [15].
- **La cimentation :** elle joue un rôle important dans la réduction de la porosité et peut inhiber la compaction si elle intervient à un stade précoce de la diagenèse. Dans les grès riches en quartz, un ciment de quartz se développe au tour des grains ainsi que dans l'espace poreux. Nous pouvons le trouver sous forme de ciment «de bord » ou de ciment d'occlusion, comme l'illustre la Figure 1-6. Il contribue largement à la réduction de la porosité et de la perméabilité de la roche réservoir durant le processus diagénétique [16-18].

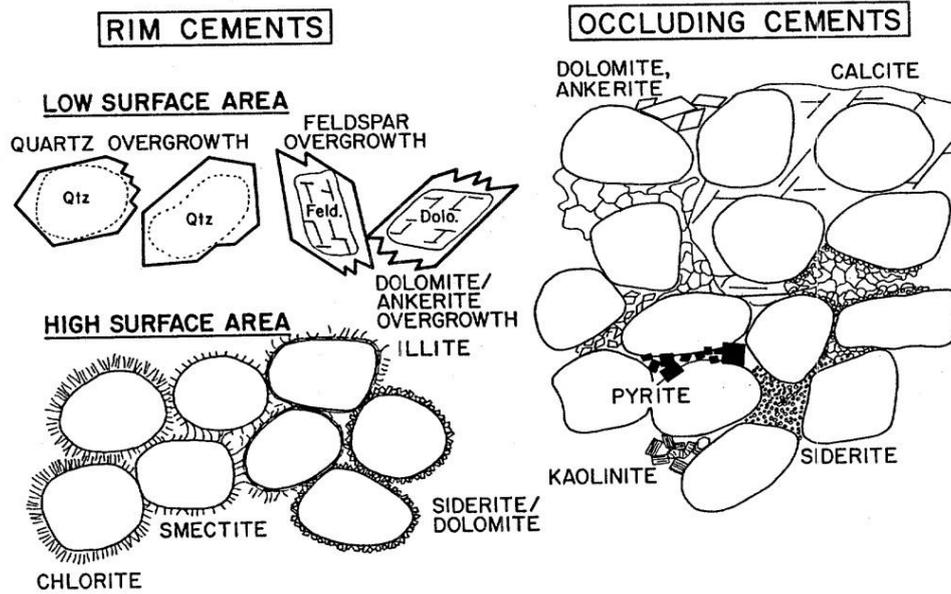


Figure 1-6 Ciment « de bord » et ciment d'occlusion [19]

Dans le travail de Tounier [20], la minéralogie des grès « tight » de Touat que nous étudions dans cette thèse a été déterminée. Globalement, les grès étudiés sont composés principalement de quartz (plus de 90%), et d'argiles (de 1 à 10%), en revanche les minéraux accessoires sont très rarement observés.

1.3 Propriétés pétrophysiques de grès « tight »

1.3.1 Porosité

La porosité d'un grès est un paramètre très important du point de vue de la productibilité du réservoir puisqu'elle est liée à la capacité de stockage du matériau (pétrole, gaz ou eau). La porosité peut être définie de deux manières : la porosité totale et effective. La première correspond à l'ensemble des vides qui sont présents dans le matériau, elle est exprimée mathématiquement sous la forme :

$$\phi_{totale} = \frac{V_{totale} - V_{solide}}{V_{totale}} = \frac{V_{p,totale}}{V_{totale}} \quad (1.3.1)$$

Où V_{totale} est le volume apparent d'un grès ;

V_{solide} est le volume de la phase solide (grain) ;

$V_{p,totale}$ est le volume poreux total.

Celui à laquelle nous nous intéressons dans cette thèse se réfère aux pores qui sont ouverts, donc la porosité effective s'écrit :

$$\phi_{eff} = \frac{V_{p,eff}}{V_{totale}} \quad (1.3.2)$$

avec $V_{p,eff}$ le volume poreux ouvert.

Nous distinguons différents types de porosité en fonction de leur origine. La porosité primaire désigne les pores créés entre les grains lors du dépôt sédimentaires. La porosité secondaire apparaît pendant les processus diagenétiques par dissolution des minéraux. La porosité qui s'est développée dans l'espace laissé par un minéral qui s'est dissout et re-précipité plus loin est appelé porosité secondaire de redistribution. Dans les réservoirs de grès «tight », le volume poreux est principalement composé de pores secondaires. Ils apparaissent sous forme de pores intragranulaires (dans les grains dissous), de microfissures et de micropores intergranulaires (dans le ciment dissout ou la matrice argileuse). Les pores primaires sont rarement observés dans les grès «tight » [8].

Dans une roche réservoir, les caractéristiques du réseau poreux sont gouvernées par [21] :

- **L'uniformité de la taille des grains.** Elle désigne la distribution des tailles de grains. Si des petites particules de silt ou d'argile sont mélangées avec des grains de sable de taille plus grande, la porosité effective sera considérablement réduite. L'uniformité dépend d'au moins quatre facteurs principaux : la gamme de taille de matériau, le type de dépôt, les caractéristiques actuelles et la durée du processus sédimentaire.
- **Le degré de cimentation ou de consolidation.** Les grès bien cimentés présentent souvent une faible porosité tandis que les roches non consolidées présentent des porosités élevées. Le mécanisme de cimentation a été décrit à la section 1.2.2.
- **La compaction pendant ou après le dépôt.** La compaction tend à réduire le volume poreux et à rapprocher les grains, en particulier pour les roches sédimentaires à grains fins. La compaction est un processus de lithification dans les argilites, les shales et les roches carbonatées à grains fins, cependant il est négligeable dans les grès «tight ».

1.3.2 Perméabilité

La perméabilité désigne l'aptitude d'un milieu poreux à se laisser traverser par un fluide sous l'effet d'un gradient de pression. La perméabilité intrinsèque du matériau ne dépend pas, théoriquement, du fluide utilisé pour la mesurer. Elle est notamment pilotée par la porosité effective

[21]. Selon Kennedy [22], Dans un système de pore, les restrictions dominent la perméabilité, c'est-à-dire que le rayon d'accès au pore exerce plus d'effet que le corps de pore.

a) Loi de Darcy

En 1856, Darcy a établi une relation entre la vitesse de percolation d'un fluide dans un milieu poreux et le gradient de pression du fluide appelé loi de Darcy. Cette loi est basée sur les hypothèses suivantes [23] :

- Les forces d'écoulement sont dues à la viscosité (les forces d'inertie sont négligées).
- Le milieu poreux est totalement saturé par une seule phase fluide.
- Les écoulements du fluide sont supposés laminaires.
- Le fluide n'a pas d'interaction physico-chimique avec le matériau.

La loi de Darcy s'écrit :

$$v = \frac{K(P_1 - P_2)}{\mu L} \quad (1.3.3)$$

où v est la vitesse du fluide (m/s),

μ est la viscosité dynamique du fluide (Pa·s),

K est la perméabilité du matériau (m^2),

L est la longueur de l'écoulement,

P_1 et P_2 sont respectivement la pression du fluide au début et à la fin d'écoulement.

Ainsi la perméabilité s'exprime de la façon suivante :

$$K = \frac{\mu L Q}{A(P_1 - P_2)} \quad (1.3.4)$$

où Q est le débit volumique du fluide (m^3/s),

A est la surface traversée par le fluide (m^2).

b) Perméabilité intrinsèque

La perméabilité notée K , dans l'équation (1.3.4), est appelée la perméabilité intrinsèque et pour la mesurer il faut que la roche soit 100% saturée par un seul fluide (huile, gaz, eau...) et que ce fluide n'interagisse pas avec la roche.

c) Perméabilité effective et relative au gaz

In situ, les roches réservoirs sont souvent saturées de plusieurs fluides (dont de l'eau dans le cadre de ce travail de thèse). Certains pores sont remplis d'eau et d'autres de gaz. Lorsqu'un gradient de pression de gaz est appliqué sur une roche partiellement saturée en eau, le gaz ne s'écoule que par les pores remplis de gaz. La perméabilité au gaz sera plus faible que la perméabilité saturée au gaz (c'est-à-dire la perméabilité intrinsèque) puisque certains chemins de percolation sont partiellement bloqués par la présence d'eau. Cette perméabilité est appelée la perméabilité effective au gaz, notée $K_{eff,g}$.

La perméabilité relative au gaz ($K_{r,g}$) désigne le rapport entre la perméabilité effective au gaz et la perméabilité intrinsèque:

$$K_{r,g} = \frac{K_{eff,g}}{K} \quad (1.3.5)$$

La perméabilité relative au gaz varie ainsi entre 1 (à l'état sec) et 0 (lorsque le matériau est saturé d'eau), et elle dépend principalement de la saturation en eau du matériau poreux [24].

d) « Permeability jail »

Le « Permeability jail », également appelé coupure hydraulique, est un concept permettant d'expliquer les propriétés de transfert particulières dans les réservoirs de grès « tight ». Il apparaît dans les zones où la saturation en eau et le chargement mécanique font que les perméabilités relatives au gaz et à l'eau sont si faibles qu'aucune des deux phases n'est mobile [25].

Généralement le phénomène de « permeability jail » est observé dans les formations à très faible perméabilité (typiquement lorsque la perméabilité intrinsèque au gaz inférieure à 0,05 mD [26]). Usuellement, le « jail » est défini comme la zone où $k_{rg} < 2\%$ et $k_{rw} < 2\%$ [26]. Les perméabilités effectives au gaz et à l'eau y sont inférieures à 0,001 mD. L'étendue de la plage de saturation pour laquelle apparaît la coupure hydraulique varie selon le type de roche et la structure poreuse, mais apparaît souvent pour des saturations en eau comprises entre 55% ~ 80% [26]. La Figure 1-7 permet de comparer l'allure des courbes de perméabilité relative au gaz et à l'eau pour des réservoirs conventionnels et des réservoirs à faible perméabilité sujets à la coupure hydraulique. Nous constatons, pour le réservoir conventionnel que, quelle que soit la saturation liquide, la perméabilité relative à l'une ou l'autre phase est toujours supérieure à 2%. Par ailleurs les valeurs de saturation critique (la saturation en dessous de laquelle la perméabilité de la phase correspondante est nulle) et irréductible (la saturation en dessous de laquelle la phase reste immobile) en eau sont comparables. En revanche pour le réservoir de perméabilité faible, dans la gamme de saturation comprise entre 50 et 80%, ni l'eau ni le gaz ne présente de perméabilités relatives supérieures à 2%. Il est donc impossible de

produire le gaz et comme la perméabilité à l'eau est extrêmement faible, il est difficile de sortir le réservoir de cette plage de saturation.

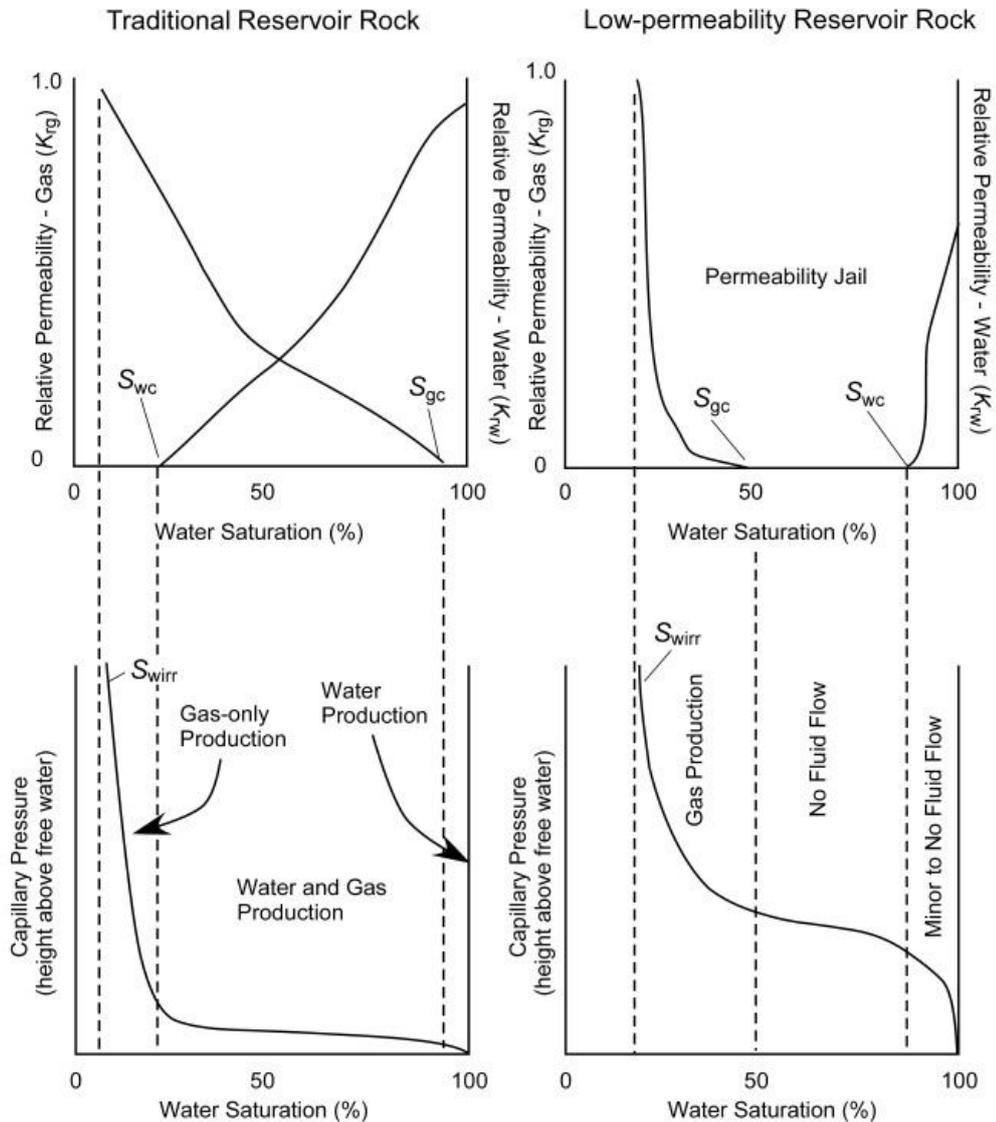


Figure 1-7 Perméabilité relative et pression capillaire en fonction de la saturation à l'eau dans les réservoirs traditionnels et les réservoirs de faible perméabilité [25]

1.4 Propriétés poro-mécaniques

Dans la théorie de la poro-mécanique initialement établie par Biot [27-29], un matériau poreux est constitué de deux parties : son squelette (comprenant la matrice solide et les pores connectés) et le fluide (gaz ou liquide) qui réside dans la porosité connectée [30] (cf. Figure 1-8). La matrice solide est constituée des grains solides et de la porosité non-connectée (pores occlus). Ainsi, les propriétés poro-mécaniques dépendent de la matrice solide, des pores connectés ou non et des fluides qui y sont présents.

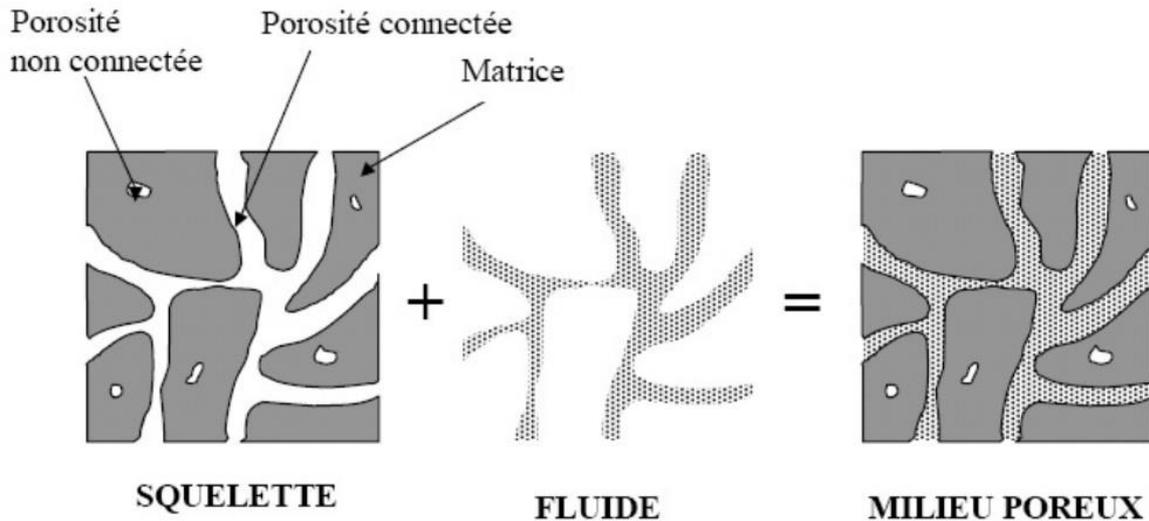


Figure 1-8 Description d'un milieu poreux saturé [30]

Cette théorie permet de décomposer le comportement de chacune des phases pour en déduire le comportement global du matériau. Le comportement du squelette, qui définit le matériau, n'est pas le même selon que le fluide saturant soit sous pression ou non. L'étude de deux états limites permet de déterminer l'interaction entre la phase fluide et le squelette. Lors de l'application d'une sollicitation extérieure (chargement mécanique) la réponse du milieu poreux dépendra de l'état du système :

- Etat drainé: le milieu est un système ouvert permettant d'échanger de la matière (le fluide) avec l'extérieur et de donc dissiper des surpressions interstitielles.
- Etat non-drainé: le milieu est un système fermé qui ne permet pas d'échanger de la matière avec l'extérieur. Les surpressions interstitielles ne peuvent pas se dissiper et vont influencer le comportement du squelette.

Afin d'étudier la contrainte dans le milieu poreux, K.Terzaghi a proposé une définition de la contrainte effective [31] à partir des observations expérimentales sur les matériaux granulaires, dans laquelle nous considérons que les grains solides sont incompressibles, et la pression interstitielle est uniforme. La contrainte effective s'écrit :

$$\sigma_{eff} = P_c - P_i \quad (1.4.1)$$

où σ_{eff} est la contrainte effective imposée au milieu poreux ;

P_c est la pression hydrostatique (chargement mécanique par confinement) ;

P_i est la pression interstitielle.

Cependant la matrice solide de la plupart des milieux poreux telles les roches est compressible, pour ce fait Biot a généralisé ce comportement [27] en considérant que la matrice solide subissait

également des déformations. L'effet de la pression interstitielle sur la contrainte effective est ajusté par un coefficient b , appelé coefficient de Biot :

$$\sigma_{eff} = P_c - b \cdot P_i \quad (1.4.2)$$

Le coefficient de Biot, variant de 0 à 1, est un coefficient minorant les effets de la pression interstitielle. Il indique dans quelle proportion la pression interstitielle soulage le squelette des contraintes totales suite à la déformation de la matrice solide [30]. Nous pouvons dire que la relation de Terzaghi est un cas particulier de la relation de Biot lorsque $b = 1$. Zimmerman [32] montre la limite inférieure du coefficient de Biot liée à la porosité du milieu poreux:

$$\frac{3\phi}{2 + \phi} \leq b \leq 1 \quad (1.4.3)$$

1.5 Stratégie appliquée pour cette étude

Afin de parvenir aux objectifs (cf. section 1.1) de cette étude, les moyens utilisés dans la thèse sont les expériences macroscopiques sur des échantillons de grès «tight» et la modélisation micromécanique (ou multi-échelles).

D'abord nous caractérisons les propriétés initiales des échantillons (la porosité initiale : à l'eau sans confinement/au gaz sous faible confinement, la perméabilité à l'état sec sous faible confinement, etc.) pour avoir des premières informations sur les grès étudiés. Parallèlement la structure poreuse est caractérisée par l'observation de la microstructure (microscope optique) et par différentes méthodes usuelles : la porosimétrie par intrusion de mercure, l'analyse de la surface spécifique (SBET) et le pycnomètre à l'hélium.

Ensuite nous mesurons expérimentalement, à l'état sec, les propriétés pétrophysiques (la porosité et la perméabilité) sous différents niveaux de confinement, ceci montre la sensibilité des échantillons à l'état de contrainte. Nous allons associer la variation de ces propriétés au changement de la microstructure (par exemple le piégeage physique d'élément du réseau poreux) et la variation des propriétés poro-mécanique. En outre, nous proposons un modèle micromécanique pour modéliser l'évolution du coefficient de Biot et celle de la perméabilité afin de mieux comprendre les résultats obtenus expérimentalement.

Par la suite nous étudions les propriétés pétrophysique des échantillons à l'état partiellement saturé afin de coupler l'effet du confinement avec celui de la saturation en eau. Ce point est important pour une utilisation industrielle pour déterminer les conditions amenant les échantillons au

«permeability jail » (ou la coupure hydraulique) envers l'écoulement gazeux. Nous allons également essayer de proposer un critère du «permeability jail » pour nos échantillons de grès «tight ».

Chapitre 2. Méthodes expérimentales

2.1 Mesure de la porosité accessible à l'eau et la densité apparente

D'une manière générale, la porosité représente la proportion du volume de pore par rapport au volume total apparent de l'échantillon.

D'après la section 1.3.1, il existe différentes définitions de la porosité selon que nous considérons la totalité des pores (y compris les pores occlus) ou uniquement les pores accessibles à un fluide. Le volume de pores accessibles dépend également de la nature du fluide utilisé et de sa capacité à accéder à des pores plus ou moins petits. Dans cette partie nous traiterons de la porosité accessible à l'eau. Afin de mesurer le volume de pore accessible à l'eau, la méthode consiste à comparer la masse d'un échantillon dans deux états de référence : sec et totalement saturé en eau. La relation suivante permet de calculer la porosité

$$\phi_{eau} = \frac{m_{sat} - m_{sec}}{\rho_{eau} V_{total}} \quad (2.1.1)$$

Afin d'obtenir la masse sèche, l'échantillon est placé en étuve ventilée à 60 °C et régulièrement pesé avec une précision de 0,001g (balance HADWAG PS 750/X). Lorsque l'écart entre deux pesées espacées de 3 jours est inférieur à 0,01g, la masse d'échantillon est considérée stabilisée et correspond donc à la masse sèche notée m_{sec} . Pour déterminer la masse saturée (m_{sat}), l'échantillon est placé dans une cloche hermétique, sous vide (cf. Figure 2-1) contenant de l'eau déminéralisée. Afin de garantir une saturation homogène, le même critère de variation de masse est utilisé pour déterminer la masse saturée.

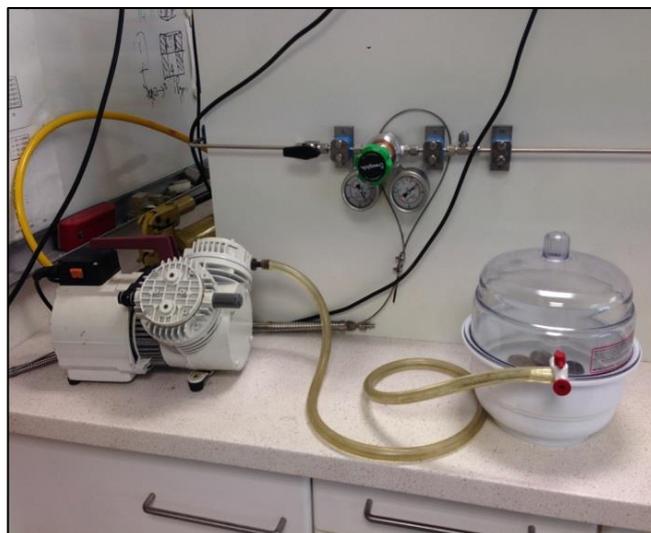


Figure 2-1 Cloche et pompe à vide utilisés pour saturer l'échantillon

Le volume total apparent de l'échantillon est mesuré par pesée hydrostatique. L'échantillon saturé est pesé dans l'air puis dans l'eau. La différence entre les deux masses correspond à la masse d'eau déplacée dont le volume est égal au volume total apparent de l'échantillon.

Par ailleurs la densité apparente d'un échantillon est déterminée à partir de la masse sèche et le volume apparent mesuré :

$$\rho_{app} = \frac{m_{sec}}{V_{total}} \quad (2.1.2)$$

2.2 Conditionnement des échantillons

La saturation en eau est définie comme le rapport entre le volume d'eau contenu dans l'échantillon et le volume d'eau maximum que peut contenir l'échantillon, c'est-à-dire son volume de pore :

$$S_w = \frac{V_{eau}}{V_{pore}} \quad (2.2.1)$$

Où V_{eau} est le volume d'eau contenu dans l'échantillon ;

V_{pore} est le volume total des pores dans l'échantillon.

Expérimentalement, ces volumes seront calculés au moyen des masses d'eau qu'ils représentent :

$$S_w = \frac{\rho_{eau} V_{eau}}{\rho_{eau} V_{pore}} = \frac{m_{eau}}{m_{pore}} \quad (2.2.2)$$

Où m_{eau} est la masse d'eau présente dans l'échantillon ;

m_{pore} est la masse d'eau maximale dans les pores de l'échantillon.

Afin d'obtenir une saturation donnée, une méthode inspirée des recommandations de la RILEM [33] a été utilisée. Dans un premier temps l'échantillon est partiellement saturé en eau jusqu'à obtention de la masse désirée, correspondant à la masse qu'aurait l'échantillon si il avait la saturation souhaitée. A ce stade, la saturation n'est pas homogène dans l'échantillon. Celui-ci est donc ensuite scellé au moyen de trois couches d'aluminium autocollant et recouvert d'une couche de paraffine (cf. Figure 2-2) afin de maintenir une teneur en eau constante. Afin d'accélérer la cinétique d'homogénéisation de la saturation, l'échantillon est placé en enceinte climatique à 40 °C pendant un

minimum de 15 jours. La perte de masse à la fin de la procédure est calculée. La différence entre la saturation obtenue et la saturation désirée ne devant pas dépasser 5%.

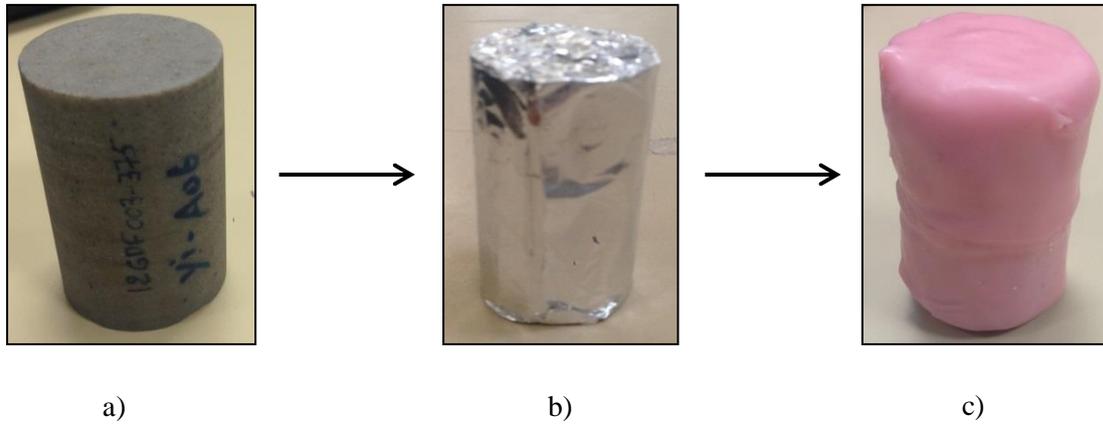


Figure 2-2 conditionnement des échantillons : a) échantillon partiellement saturé b) échantillon scellé par trois couches d'aluminium c) échantillon recouvert d'une couche de paraffine.

2.3 Porosimétrie par intrusion de mercure (PIM)

La porosimétrie par intrusion de mercure est l'une des méthodes les plus utilisées pour la détermination de la distribution de la taille de pores. Cette technique consiste à injecter graduellement du mercure dans un échantillon préalablement vidangé par augmentation de la pression du mercure. La relation entre la saturation du mercure et la pression peut permettre de définir la courbe de pression capillaire qui est liée à la structure des pores.

Les mesures de porosité par intrusion de mercure ont été réalisées à l'École des mines de Douai. L'appareil utilisé est un AutoPore IV 9500 (MICROMERITICS) (cf. Figure 2-3) qui permet de mesurer des diamètres d'accès aux pores allant de 0.003 à 1000 μm , pour des pressions d'intrusion comprises entre 0 et 200 MPa.



Figure 2-3 MICROMERITICS Autopore IV 9500

La taille de la cellule est de $15 \times 15 \times 15 \text{ mm}^3$ ce qui ne permet de tester que des échantillons de l'ordre de 2 à 3 cm^3 . Etant donné la faible porosité des grès «tight», le volume total de mercure injecté dans certains échantillons est très faible et ceci a pu nuire à la qualité de la mesure sur les échantillons les plus compacts.

L'interprétation des mesures de PIM (Porosimétrie par Intrusion de Mercure) repose sur l'hypothèse que le réseau poreux est vu comme un assemblage de pores cylindriques de différents diamètres. La pression de mercure p_{cap} est relié au rayon de pore r qu'il parvient à remplir par l'équation de Laplace :

$$p_{cap} = \frac{2\gamma \cos \theta}{r} \quad (2.3.1)$$

Où γ est la tension superficielle du mercure dans le vide qui est de 0.485 N/m ;

θ est l'angle de contact qui est de 130° ;

La distribution de la taille des pores est alors déduite du volume de mercure injecté à une pression donnée. Réellement, nous remarquons que la taille de pore mesuré correspond à la taille maximale de l'accès au pore plutôt que la vraie taille de pore. La Figure 2-4 illustre que, par rapport à l'hypothèse de PIM, dans la configuration réelle du réseau poreux, les pores sont souvent dans la forme de la bouteille d'encre. Donc par exemple le volume du pore de la taille d est attribué à la taille de l'accès d_p . Ainsi, bien que la distribution réelle du réseau poreux ne soit pas accessible par PIM, les mesures par ce moyen permettent de donner une bonne estimation de la connectivité des pores dans l'échantillon et de la distribution des ouvertures de pore qui sont étroitement liées à la perméabilité [34].

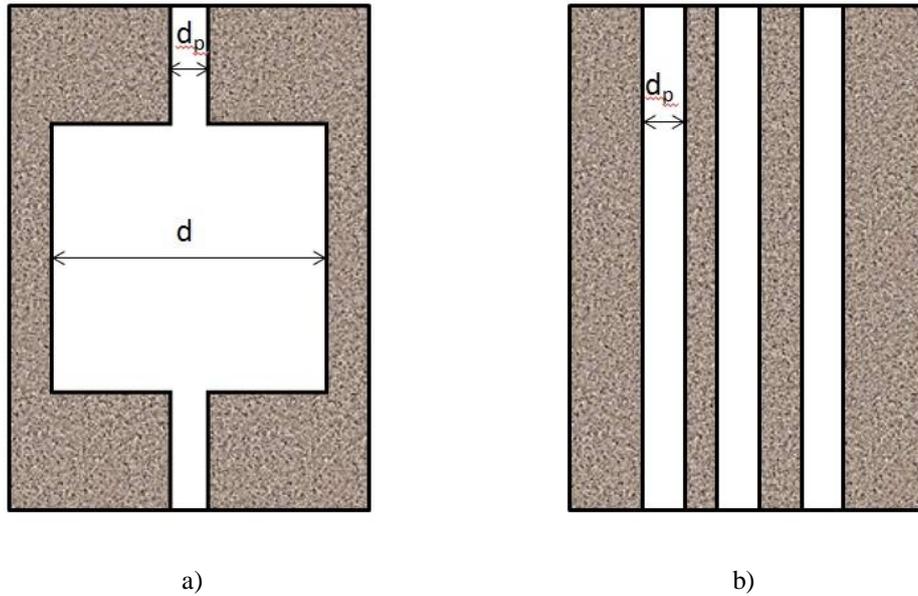


Figure 2-4 Illustration de la configuration réelle (a) et l'hypothèse de PIM (b)

2.4 Analyse de la surface spécifique (SBET)

La mesure est réalisée au laboratoire de Génie Civil de l'Ecole Centrale de Lille en utilisant un ASAP 2020 (marque MICROMERITICS) (cf. Figure 2-5). Cette analyse permet de déterminer la surface spécifique qui est la superficie réelle de la surface du réseau poreux par opposition à sa surface apparente, ainsi que le volume des pores et la distribution de la taille des pores. L'estimation de ces derniers est faite à partir de la quantité d'azote adsorbé en relation avec sa pression à la température d'ébullition de l'azote liquide et sous une pression atmosphérique normale. Puis les informations sont interprétées selon le modèle de Brunauer, Emmett et Teller [35] qui consiste à relier le volume des molécules adsorbées à la surface des pores du solide. L'avantage principal de cette méthode par rapport à la porosimétrie par l'intrusion de mercure est une plus grande capacité à quantifier des pores fins [36], c'est-à-dire des micro- ou des méso- pores de la taille plus petite que 3 à 6 nm qui ne sont pas mesurable par l'essai de PIM.



Figure 2-5 MICROMERITICS ASAP 2020

2.5 Pycnométrie à l'hélium

Les essais de pycnométrie à l'hélium ont été réalisés par l'Unité de Catalyse et Chimie du Solide de l'Ecole Centrale de Lille au moyen d'un «AccuPyc 1330 » (marque MICROMERITICS) (cf. Figure 2-6). Cet essai consiste à mesurer une différence de pression après introduction d'un certain volume d'hélium dans une enceinte de volume donné contenant l'échantillon à tester. La faible taille des molécules d'hélium leur permet d'accéder aux pores les plus petits. Les mesures par pycnométrie à l'hélium permettent de mesurer la densité absolue du matériau.



Figure 2-6 MICROMERITICS AccuPyc 1330

Une porosité accessible à l'hélium ϕ_{he} peut ensuite être déterminée au moyen de l'expression suivante [37] :

$$\phi_{he} = \frac{V_{p, helium}}{V_{totale}} = 1 - \frac{V_{solide}}{V_{totale}} = 1 - \frac{\rho_a}{\rho_s} \quad (2.5.1)$$

Où ρ_a est la densité apparente de l'échantillon ;

ρ_s est la densité de la matrice solide de l'échantillon.

2.6 Microscopie optique

Des observations par microscopie optique ont été réalisées au moyen d'un microscope KEYENCE VH-Z100UR (cf. Figure 2-7) au laboratoire de Génie Civil de l'Ecole Centrale de Lille. Les grossissements utilisés varient de x100 à x1000. Les échantillons observés ont été préalablement imprégnés au moyen d'une résine époxy à très faible viscosité puis polis afin de faciliter l'observations des interfaces entre les grains, comme le montre la Figure 2-8.

Ces observations permettent principalement d'évaluer les tailles de grains, leur angularité la qualité des interfaces et de mettre en évidence la présence de défauts macroscopiques (par exemple veines contenant des argiles).



Figure 2-7 KEYENCE VH-Z100UR



Figure 2-8 Echantillon préparé (n.2335)

2.7 Mesure de la perméabilité

2.7.1 Mesure de la perméabilité apparente au gaz

La mesure de la perméabilité apparente (non corrigée de l'effet Klinkenberg [38] par rapport à la perméabilité intrinsèque) au gaz est réalisée par une méthode d'écoulement en régime quasi-permanent largement utilisée au laboratoire [39, 40]. Cette technique est particulièrement adaptée aux matériaux présentant une perméabilité apparente supérieure à 10^{-19} m² [41]. La perméabilité au gaz de grès «tight», même si elle est considérée comme faible par rapport à un grès classique, reste cependant suffisamment élevée pour être mesurée par cette méthode d'écoulement en régime quasi-permanent.

Au laboratoire la mesure est réalisée dans une cellule hydrostatique dans laquelle le confinement est assuré par de l'huile hydraulique. L'échantillon est isolé de l'huile par une jaquette Vitton[®]. Un réservoir tampon dont le volume est étalonné et un manomètre sont connectés à l'extérieur de la cellule entre la source de gaz et l'échantillon (cf. Figure 2-9).

Le gaz (ici de l'Argon) est injecté en amont de l'échantillon à une pression d'injection notée P_I et la pression de drainage (en aval de l'échantillon) est la pression atmosphérique P_0 . Lors d'une mesure de perméabilité apparente, les vannes V_1 , V_3 et V_4 sont ouvertes et V_2 fermée (cf. Figure 2-9). Le flux de gaz dans l'échantillon est ainsi considéré unidimensionnel. Dans un premier temps, la méthode consiste à laisser s'établir un régime permanent d'écoulement sous la pression d'injection P_I . La source de gaz est ensuite isolée de la cellule de mesure (fermeture de la vanne V_4). La mesure de la chute de pression (ΔP_I) dans le réservoir tampon en fonction du temps (Δt) permet de mesurer le débit

volumique de gaz. Afin que l'interprétation en régime quasi-permanent soit possible la variation de pression dans le tampon doit être petite par rapport à la pression d'injection ($\Delta P_1 < P_1/100$) [42].

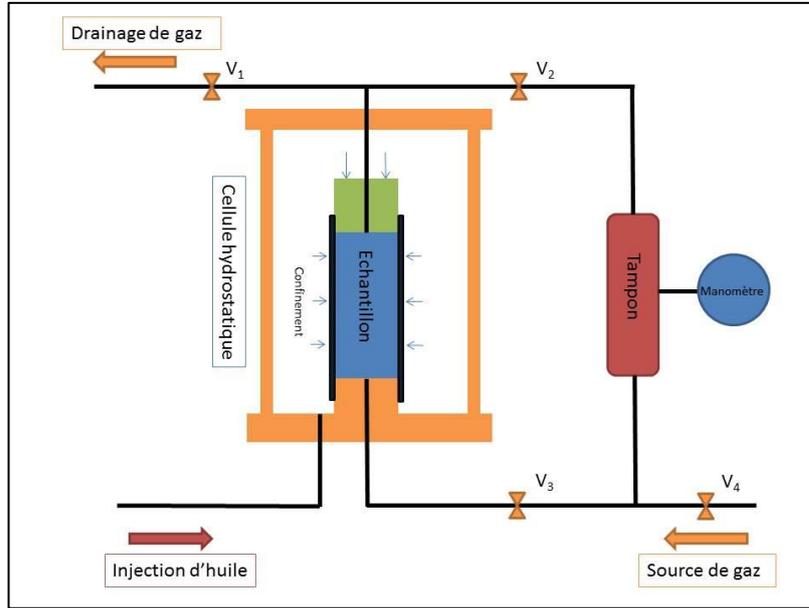


Figure 2-9 Dispositif de mesures de la perméabilité en régime quasi-permanent

Durant le temps de mesure Δt , l'écoulement de gaz est considéré comme stationnaire à une pression moyenne $P_{moy} = P_1 - \Delta P_1 / 2$ et le débit volumique moyen est donné par :

$$Q_{moy} = \frac{V_t \Delta P_1}{P_{moy} \Delta t} \quad (2.7.1)$$

Où V_t est le volume du réservoir tampon.

En utilisant la loi de Darcy pour les fluides compressibles, en écoulement 1D la perméabilité apparente est obtenue par la relation [43]:

$$k_a = \frac{\mu Q_{moy}}{A} \frac{2LP_{moy}}{(P_{moy}^2 - P_0^2)} \quad (2.7.2)$$

Où μ est la viscosité dynamique du gaz (pour l'Argon, $\mu = 2,2 \cdot 10^{-5}$ Pa·s) ;

L est la longueur de l'échantillon (m) ;

A est la surface transversale de l'échantillon (m²)

Les pressions sont exprimées en Pa absolus et la perméabilité obtenue s'exprime en m².

2.7.2 Mesure de la perméabilité effective et la perméabilité relative

La perméabilité effective au gaz est obtenue sur échantillons partiellement saturés en eau tandis que la perméabilité intrinsèque au gaz est mesurée sur échantillon sec. La perméabilité effective au gaz permet donc d'évaluer l'effet de la saturation en liquide, elle est notée $K_{eff}(S_w)$.

Afin de mesurer la perméabilité effective au gaz à une saturation donnée, l'échantillon est d'abord conditionné selon le protocole décrit dans la section 2.2. La méthode de mesure de la perméabilité en régime quasi-permanent est ensuite employée pour mesurer la perméabilité effective au gaz.

Les perméabilités effectives au gaz des échantillons peuvent être très différentes d'un échantillon à l'autre pour un même état de saturation. La représentation en perméabilité relative au gaz est donc généralement préférée pour pouvoir comparer différents échantillons. La perméabilité relative au gaz en fonction de la saturation liquide est notée $K_{rg}(S_w)$.

La perméabilité relative au gaz pour un état de saturation donné est calculée en divisant la perméabilité effective au gaz obtenue à ce niveau de saturation par la perméabilité au gaz à l'état sec :

$$K_{rg}(S_w) = \frac{K_{eff}(S_w)}{K(sec)} \quad (2.7.3)$$

La perméabilité relative varie donc de 1 lorsque l'échantillon est totalement sec et à 0 lorsque l'échantillon est totalement saturé.

2.8 Mesure du volume de pores accessible au gaz

La mesure du volume de pores accessibles au gaz en fonction du confinement a été mis au point au laboratoire il y a quelques années [42] et c'est un outil qui se révèle extrêmement intéressant pour l'étude de l'évolution de la structure poreuse d'un matériau sous chargement mécanique. Pour un grès de type «tight » cette information est d'autant plus précieuse qu'elle peut être corrélée au phénomène de «coupure hydraulique ».

Cette mesure est effectuée dans la même cellule que la mesure de la perméabilité (cf. Figure 2-9) et le système réservoir tampon + cellule hydrostatique est utilisé en système fermé. L'Argon est utilisé comme fluide interstitiel. La température dans la salle d'essai est réglée à $20\text{ °C} \pm 1\text{ °C}$, afin d'éviter l'influence des fluctuations de température sur la mesure. L'essai nécessite, au préalable un étalonnage très fin de tous les volumes morts du système (réservoir tampon, tuyauteries, volumes morts de la cellule).

Pour commencer, une pression de gaz P_1 est appliquée au volume tampon V_t uniquement (les vannes V_2 , V_3 et V_4 sont fermées, la vanne V_1 est ouverte (cf. Figure 2-9). A cet instant, la pression dans le reste du système (y compris dans les pores de l'échantillon) est égale à la pression atmosphérique P_0 . Une fois la pression P_1 stabilisée dans le tampon, la vanne V_1 est fermée et les vannes V_2 et V_3 sont ouvertes afin de laisser le gaz envahir la porosité de l'échantillon. La pression de gaz dans l'ensemble du système finit par se stabiliser à une pression que nous noterons P_2 . L'Argon étant un gaz parfait, nous pouvons alors appliquer la relation suivante:

$$P_1 V_t = P_2 V_2 \quad (2.8.1)$$

avec V_2 la somme du volume des pores de l'échantillon V_{pore} , du volume du tampon V_t et du volume décalonné de tubulure V_{tub} entre l'échantillon et le tampon.

Nous pouvons alors en déduire le volume de pore accessible à l'argon :

$$V_{pore} = V_2 - V_t - V_{tub} \quad (2.8.2)$$

2.9 Mesure des propriétés poro-mécaniques

Les mesures poro-mécaniques, dont la théorie a largement été décrite par Biot [27], Zimmerman [32] et Coussy [30], sont destinées à étudier l'effet du confinement et des variations de pression interstitielle sur le comportement des milieux poreux. Le milieu poreux est supposé être composé d'une matrice solide homogène élastique linéaire et isotrope et d'un réseau poreux interconnecté ou non (comme montré dans la Figure 2-10) rempli d'un fluide. Le comportement du fluide interstitiel (ici de l'Argon) est également supposé isotrope. Dans le cadre de cette étude, nous nous intéresserons au module d'incompressibilité drainé K_b , au module d'incompressibilité de la matrice solide K_s et au coefficient de Biot b de différents échantillons de grès «tight».

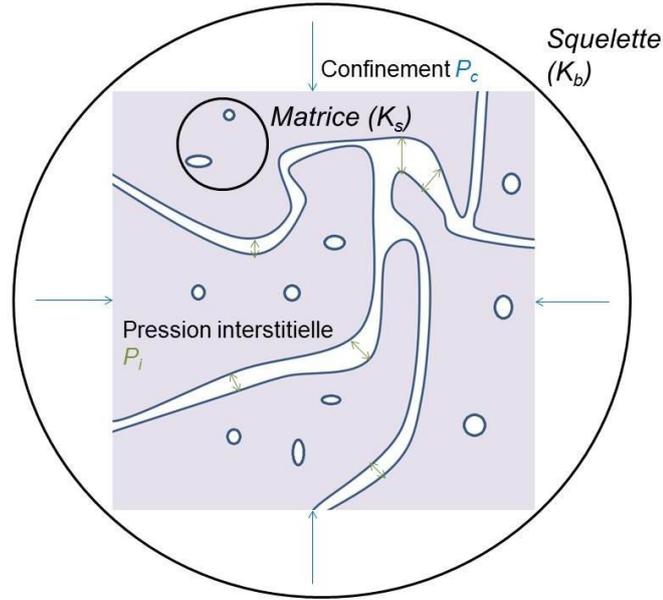


Figure 2-10 Représentation du réseau poreux pour la mesure poromécanique

Module d'incompressibilité drainé K_b : K_b représente la compressibilité du squelette du matériau. Si la pression interstitielle P_i reste constante (généralement à la pression atmosphérique), tandis que la pression de confinement varie de ΔP_c , K_b est calculé selon :

$$K_b = \frac{\Delta P_c}{\Delta \varepsilon_v^c} \quad (2.9.1)$$

avec $\Delta \varepsilon_v^c$ est la déformation volumique du matériau due à la variation de la pression de confinement.

Afin de respecter la théorie poro-mécanique et pouvoir considérer le matériau comme étant bien élastique linéaire, K_b est identifié en décharge (c'est-à-dire lors d'une diminution de la pression de confinement). Par ailleurs, cette décharge est suffisamment limitée pour ne permettre que le relâchement d'une partie de l'énergie élastique du matériau et de limiter les réouvertures de microfissures.

Module d'incompressibilité de la matrice solide K_s : K_s représente l'incompressibilité de la matrice solide du matériau. D'après Coussy [30], lorsque la pression de confinement varie d'une même quantité que la pression interstitielle, c'est-à-dire que $\Delta P_c = \Delta P_i$, la déformation volumique mesurée de l'échantillon est exactement égale à la déformation volumique de la matrice solide $\Delta \varepsilon_v^s$. K_s est alors déterminé comme :

$$K_s = - \frac{(\Delta P_c = \Delta P_i)}{\Delta \varepsilon_v^s} \quad (2.9.2)$$

K_s peut être également déterminé en deux étapes successives [30]. D'abord une augmentation de la pression de confinement ΔP_c en condition drainée permettant de mesurer K_b ($\Delta \varepsilon_v^c = -\Delta P_c / K_b$). Dans un deuxième temps, la pression interstitielle est augmentée de ΔP_i ($\Delta P_i = \Delta P_c$) conduisant à une déformation volumique $\Delta \varepsilon_v^i$. Cette étape permet de calculer le module H selon :

$$H = \frac{\Delta P_i}{\Delta \varepsilon_v^i} \quad (2.9.3)$$

Après ces deux étapes, le matériau poreux est déformé sous l'effet conjugué de la variation de la pression de confinement et de la variation de pression interstitielle :

$$\Delta \varepsilon_v^s = \Delta \varepsilon_v^c + \Delta \varepsilon_v^i = -(\Delta P_c / K_b) + (\Delta P_i / H) = -(\Delta P_i = \Delta P_c) / K_s \quad (2.9.4)$$

Finalement, K_s est calculé selon :

$$K_s = \frac{K_b \cdot H}{H - K_b} \quad (2.9.5)$$

Coefficient de Biot b : Le coefficient de Biot, appelé aussi le coefficient de contrainte effective, traduit l'influence de la rigidité de la matrice relativement à celle du squelette [44] et quantifie dans quelle proportion le réseau poreux (soumis à la pression interstitielle P_i) soulage la matrice solide de son chargement extérieur (pression de confinement P_c). Une expression analytique du coefficient de Biot est proposé par Nur et al. [45] :

$$b = 1 - \frac{K_b}{K_s} \quad (2.9.6)$$

D'après cette expression le coefficient est déduit du rapport entre K_b et K_s . Ainsi le coefficient de Biot peut être également déterminé par un essai spécifique [46] qui consiste à augmenter la pression interstitielle de ΔP_i en maintenant la pression de confinement P_c constante. Nous notons la déformation volumique $\Delta \varepsilon_v^i$ correspondant à la variation ΔP_i . Donc b est déterminé par :

$$b = K_b \frac{\Delta \varepsilon_v^i}{\Delta P_i} = \frac{K_b}{H} \quad (2.9.7)$$

Au laboratoire, la réalisation de l'essai poro-mécanique est réalisé avec la même cellule hydrostatique que celle utilisé pour les mesures de perméabilité et de porosité sous chargement. Quatre capteurs LVDT, diamétralement opposés et dont le montage a été écartonné sont installés dans la cellule hydrostatique sur l'échantillon pour mesurer la déformation axiale durant l'essai (cf. Figure

2-11). Chaque LVDT permet de calculer une déformation axiale ε_i dont nous déduisons la déformation volumique par (en considérant que le matériau est homogène et isotrope) :

$$\varepsilon_v = \frac{3}{4}(\varepsilon_1 + \varepsilon_2 + \varepsilon_3 + \varepsilon_4) \quad (2.9.8)$$

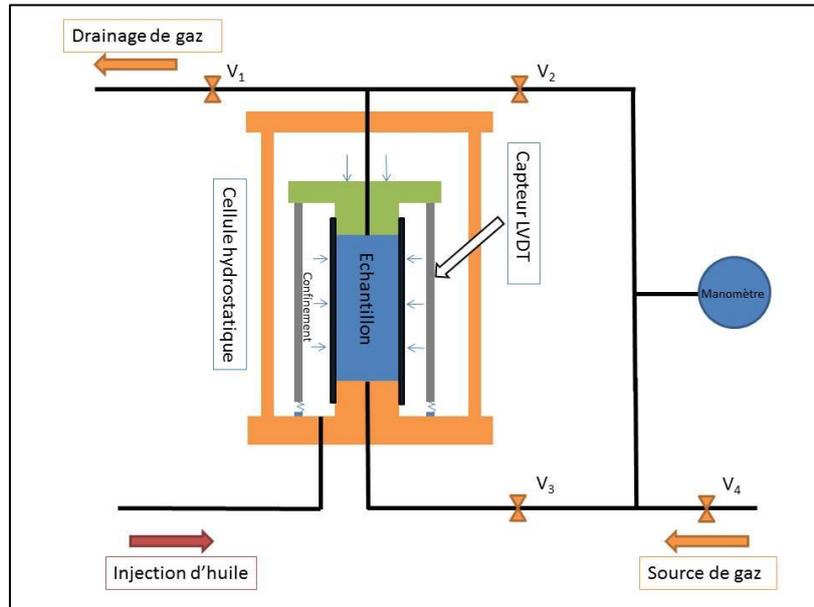


Figure 2-11 Dispositif de mesure des propriétés poro-mécaniques

Les déformations mesurées par les LVDT ainsi que de la pression de confinement et la pression inertielle sont acquises et enregistrées en continu au moyen d'un programme spécialement conçu sur le logiciel Labview® (National Instrument™).

Chapitre 3. Caractérisation du réseau percolant des grès «tight »

3.1 Caractérisation initiale des échantillons

Les échantillons de grès «tight » proviennent d'un champ situé en Afrique du Nord [20] à une profondeur de 2000 à 2500 mètres. Ils ont été préparés par ENGIE E&P International sous la forme de cylindres d'environ 38 mm de diamètre et d'environ 60 mm de hauteur (cf. Figure 3-1). Afin de pouvoir comparer les échantillons, certaines caractéristiques «de base » ont été identifiées (profondeur du forage, dimensions, porosité accessible à l'eau ou au gaz, perméabilité sèche au gaz). Elles sont résumées dans le Tableau 3-1. Elles sont qualifiées d'initiales car réalisées avant tout chargement mécanique de l'échantillon sauf pour $\phi_{ini,g}$ et $k_{init,g}$ réalisés sous faible confinement de 3 MPa.

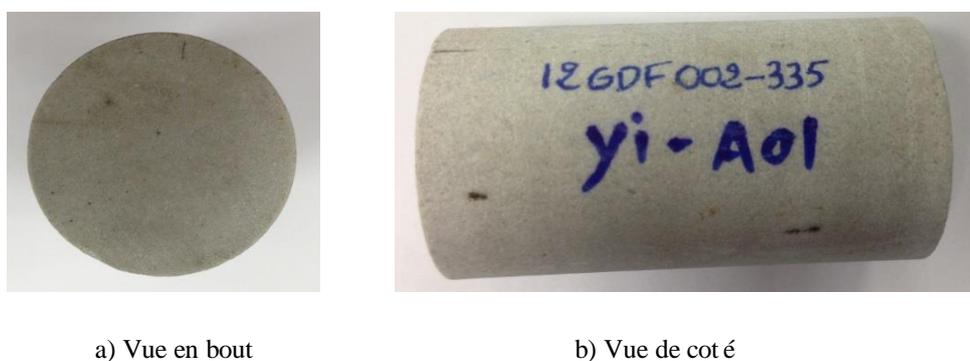


Figure 3-1 Géométrie de l'échantillon 2335

Tableau 3-1 Caractéristiques initiales des échantillons de grès «tight »

Référence	Profondeur de forage (m)	Diamètre (mm)	Longueur (mm)	Porosité à l'eau (%)	Porosité eau gaz initiale (%)	Perméabilité au gaz initiale (10^{-17} m ²)
2335	2358,95	37,83	60,09	4,96	5,72	3,80
3248	2180,60	38,13	59,93	3,37	4,62	2,81
3249	2080,25	38,11	59,49	3,83	5,56	0,66
3250	2197,15	38,13	60,54	3,88	5,46	2,24
3372	2500,70	38,06	59,91	2,05	3,30	6,23
3375	2495,68	38,08	59,49	2,93	4,34	4,19
3377	2511,47	37,98	60,03	1,81	3,04	3,19

3379	2516,38	38,05	59,94	1,52	2,16	2,29
4456	2311,70	38,29	59,91	2,54	3,90	1,36
4458	2310,75	38,30	60,04	2,78	4,37	1,29

La Figure 3-2 montre globalement une faible diminution de la porosité mais la corrélation entre la porosité et la profondeur de forage n'est pas claire, ce qui est cohérent avec les observations de Fu [47]. Nous pouvons en conclure que la profondeur peut avoir une influence sur la porosité (via le phénomène de compactage mécanique) mais que la porosité dépend aussi des autres facteurs (cf. section 1.3.1).

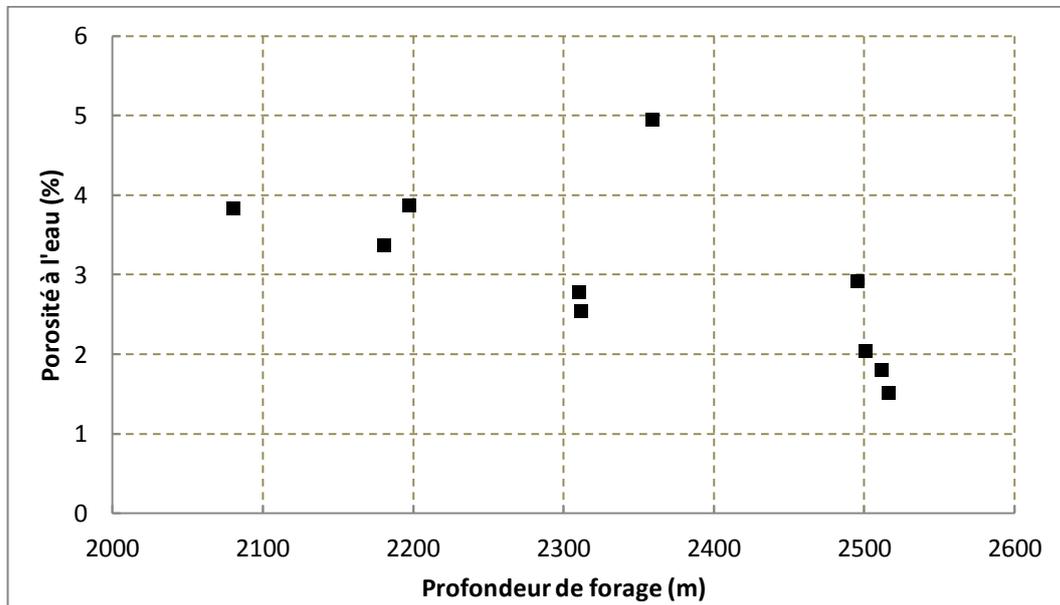


Figure 3-2 Porosité à l'eau en fonction de la profondeur de forage

La porosité accessible à l'eau varie de 1,5% à 5,0% tandis que la porosité au gaz mesurée sous confinement (méthode présentée dans la section 2.8) est systématiquement plus grande. Elle varie de 2,2% à 5,7%. Cette différence entre la porosité à l'eau et celle au gaz est aussi observée par Bignonnet et al. [48] sur les carbonates «tight » et par Song [49] sur les argiles. Comme les diamètres de la molécule d'eau et de l'atome d'argon sont respectivement égaux à 0,28 nm et 0,38 nm [49], leurs tailles ne peuvent pas expliquer cet écart de la porosité. En outre, une autre possibilité est l'adsorption de l'argon sur les parois des pores pendant la mesure de la porosité au gaz. Cependant en comparant les porosités mesurées à l'argon et à l'hélium qui a un diamètre de 0,14 nm et adsorbe très peu (cf. Figure 3-7), nous constatons que les résultats des deux méthodes sont quasiment identiques, ceci est cohérent avec l'observation de Song [49] sur les grès et sur les argiles. Comme la surface spécifique des grès «tight » est très faible (inférieure à 0,5 m²/g, cf. Tableau 3-4), il est logique que l'adsorption

d'argon soit négligeable donc ce dernier ne peut pas non plus expliquer l'écart de la porosité. En revanche, il est possible que la saturation en eau par l'imbibition ne puisse pas garantir une saturation complète à cause du gaz piégé dans une partie des pores (les pores de forme en bouteille d'encre par exemple). La Figure 3-3, indique une bonne corrélation entre la porosité à l'eau et la porosité au gaz, l'écart entre les deux étant relativement constant. Il ressort de ces mesures, la confirmation de la faible porosité de ce grès « tight », inférieure à 6%.

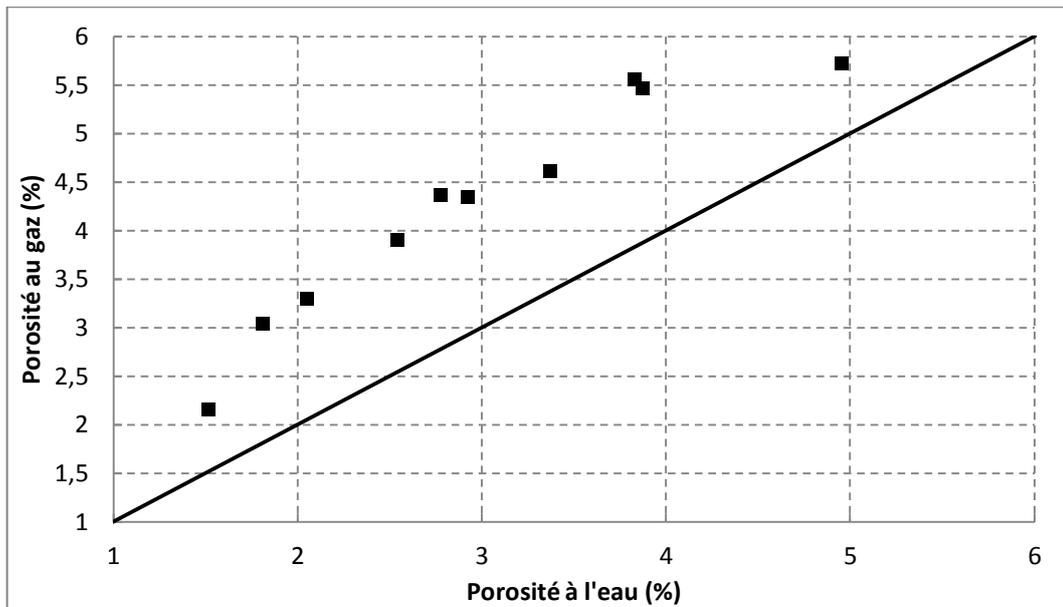


Figure 3-3 Porosité eau gaz en fonction de la porosité à l'eau

Les mesures de perméabilité sèche au gaz initiale (à 3 MPa de confinement), confirment également leur faible perméabilité comprise entre $0,7 \times 10^{-17}$ à $6,2 \times 10^{-17} \text{ m}^2$ (soit de 0,007 mD à 0,062 mD). et ainsi leur appartenance à la famille des « roches de gaz tight ». Ces matériaux se situent dans une fourchette cohérente par rapport aux études antérieures [50-52]. La Figure 3-4 montre qu'il n'existe pas de corrélation entre la perméabilité initiale au gaz et la porosité à l'eau. Ce point particulier a déjà été souligné dans d'autres travaux [21, 53], et souligne que le volume des pores seul ne pilote pas la perméabilité mais que c'est plutôt la structure du réseau poreux qui importe.

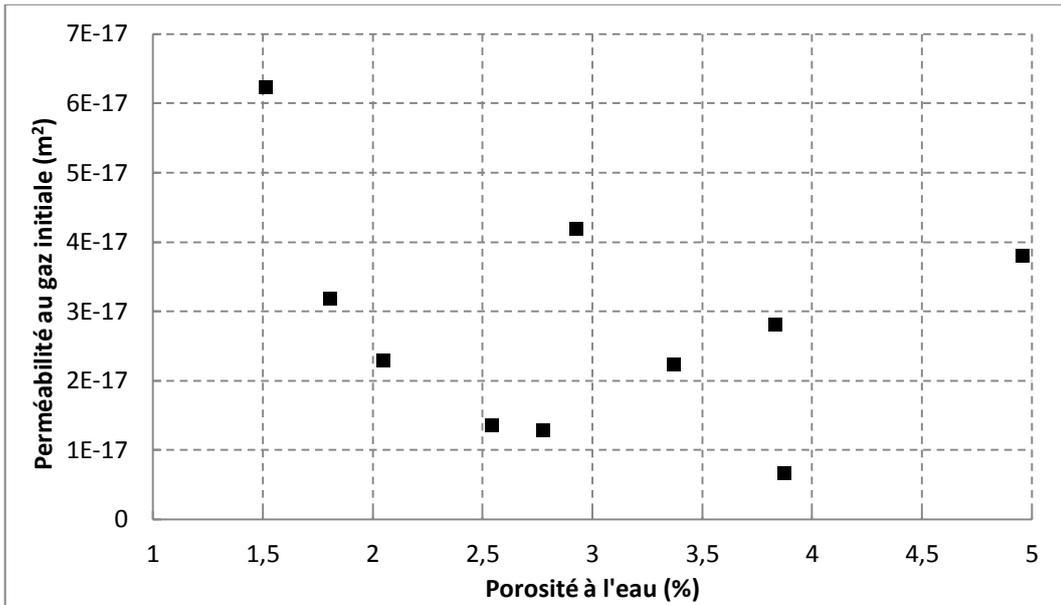


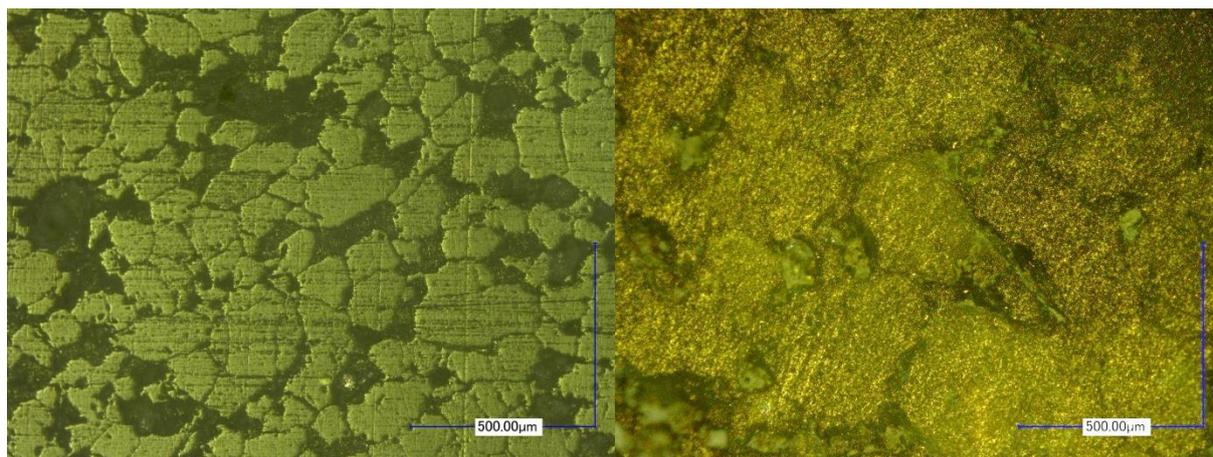
Figure 3-4 Perméabilité au gaz initiale en fonction de la porosité à l'eau

3.2 Microscope optique

6 échantillons ont été observés en microscopie optique et les images prises sont présentées dans la Figure 3-5. Les objectifs principaux de ce travail sont de premièrement visualiser la structure poreuse des grès «tight » étudiés et de deuxièmement donner la taille caractéristique de grains.

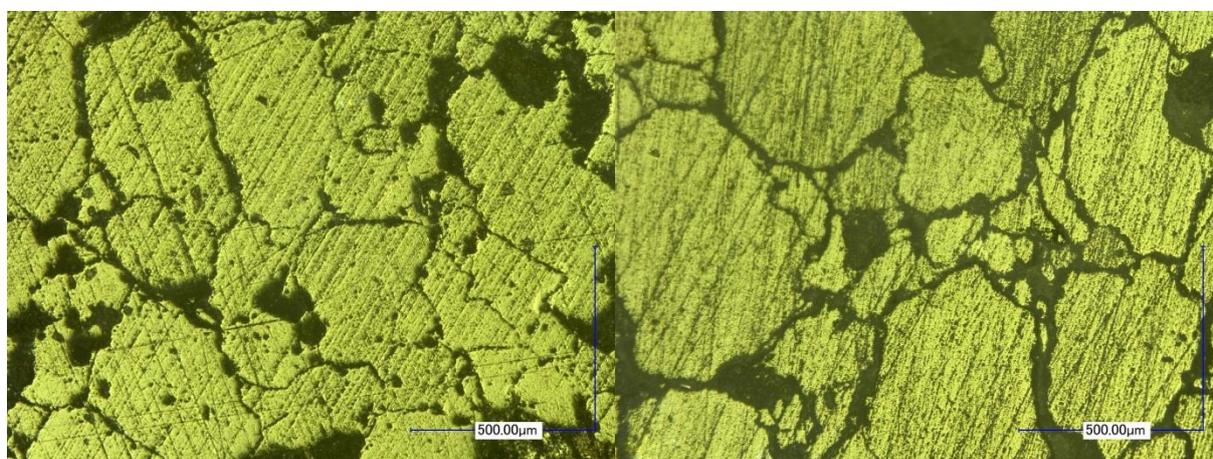
Les images montrent la morphologie du réseau poreux. Nous pouvons très clairement observer les grains qui construisent la matrice solide, les gros pores parmi les grains et les fissures présentés à l'interface des grains qui connectent les gros pores.

Ensuite le diamètre caractéristique des grains est déterminé en faisant la moyenne sur les diamètres de grains mesurés sur les images. Les résultats des 6 échantillons sont montrés dans le Tableau 3-2. Nous constatons que sur l'ensemble des échantillons le diamètre caractéristique moyen de grains est égale à 363.6 μm . Nous remarquons que cette valeur donnée par le microscope optique sous-estime la taille de grain puisque les grains sur les images sont présentés comme des sections coupées qui sont probablement inférieures à leurs tailles réelles. Par contre la construction 3D du réseau poreux par le micro-tomographe peut être un meilleur moyen de déterminer la taille réelle de grain.



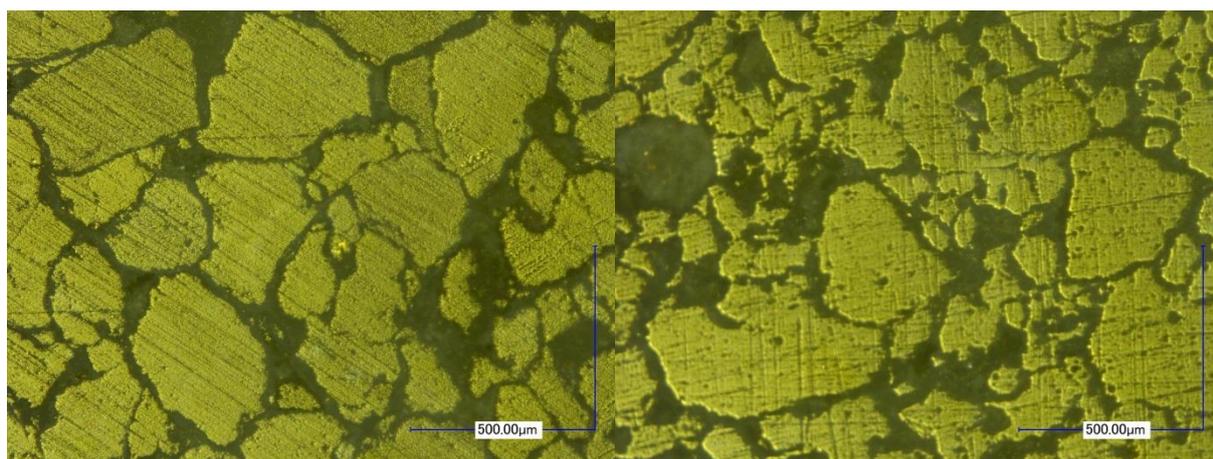
a) n.2335

b) n.3249



c) n.3250

d) n.3372



e) n.3377

f) n.4456

Figure 3-5 Images au MO

Tableau 3-2 Taille caractéristique de grains déterminée par les images au MO

Référence	Diamètre caractéristique de grains (μm)	Référence	Diamètre caractéristique de grains (μm)
2335	214.2	3372	420.9
3249	359.4	3377	403.8
3250	389.2	4456	394.3
Moyenne des échantillons	363.6		

3.3 Pycnomètre à l'hélium

Les résultats des mesures de la densité du solide, de la densité apparente et de la porosité à l'hélium par pycnométrie à l'hélium sont synthétisés dans le Tableau 3-3 :

Tableau 3-3 Densité apparente, densité du solide et porosité à l'hélium

Référence	Densité apparente (g/mL)	Densité du solide (g/mL)	Porosité à l'hélium (%)	Référence	Densité apparente (g/mL)	Densité du solide (g/mL)	Porosité à l'hélium (%)
2335	2,50	2,65	5,71	3375	2,59	2,71	4,51
3248	2,51	2,65	5,14	3377	2,55	2,63	2,81
3249	2,51	2,66	5,66	3379	2,57	2,63	2,43
3250	2,49	2,64	5,70	4456	2,53	2,64	4,35
3372	2,54	2,65	4,17	4458	2,52	2,64	4,37

La Figure 3-6 et la Figure 3-7 comparent respectivement la porosité par pycnomètre à l'hélium à la porosité à l'eau et à la porosité à l'argon. Nous constatons d'abord que la porosité à l'hélium est systématiquement supérieure à la porosité à l'eau, ceci est cohérent avec les résultats de la porosité à l'argon (cf. Figure 3-3). De plus les porosités à l'hélium et à l'argon sont comparables. Comme discuté dans la section 3.1 ce point peut exclure l'effet d'adsorption sur la valeur de la porosité au gaz.

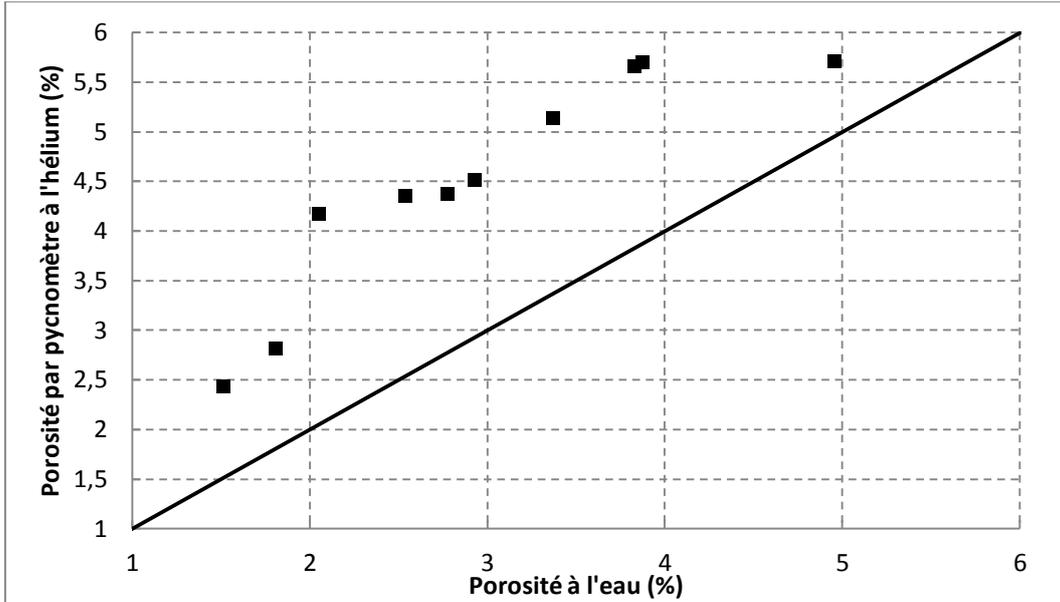


Figure 3-6 Corrélation entre la porosité par pycnomètre à l'hélium et la porosité à l'eau

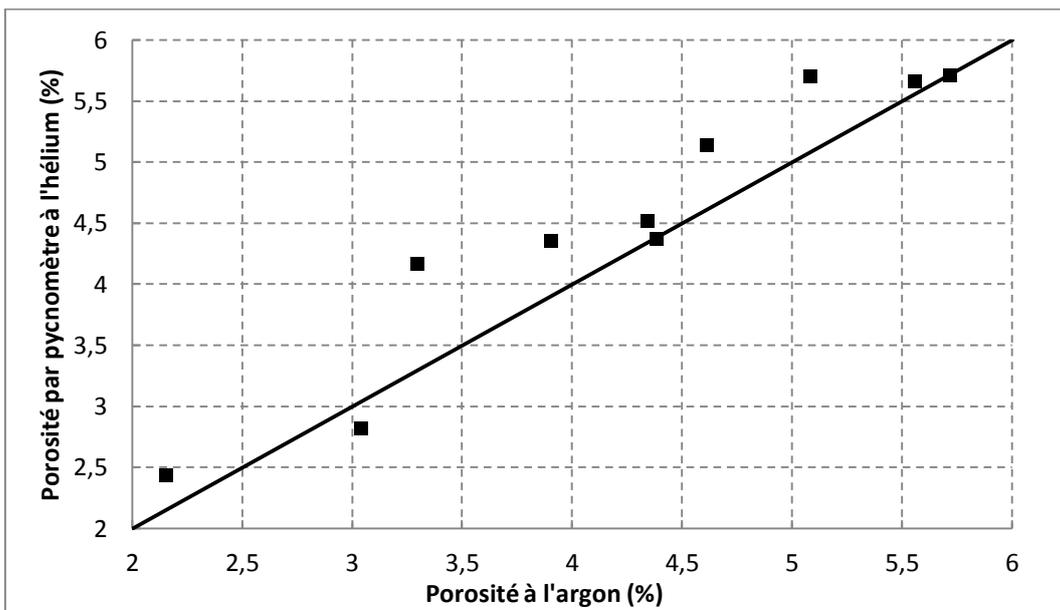


Figure 3-7 Corrélation entre la porosité par pycnomètre à l'hélium et la porosité à l'argon

3.4 Analyse de la surface spécifique (SBET)

La surface spécifique d'un matériau poreux est composée de la surface géométrique externe et la surface interne développée par le solide, qui tient compte de toutes les irrégularités de surface à l'échelle moléculaire et de la surface développée par les parois des pores, le tout rapporté à l'unité de masse. Elle est une donnée essentielle des matériaux poreux dans la mesure où elle y conditionne les phénomènes d'adsorption [36] et indique la « finesse » du réseau poreux à porosité donnée. Le

Tableau 3-4 synthétise la surface spécifique en adsorption et en désorption pour les 10 échantillons de grès «tight ».

Globalement la surface spécifique de ce type de roche est très faible (inférieure à 0,5 m²/g) comparée avec celle de l'argilite COx (30 ~ 40 m²/g [49]) et celle de la pâte de ciment complètement hydratée (100 ~ 200 m²/g [54]). Donc vu la faible valeur de la surface spécifique, il est logique de conclure que l'effet d'adsorption est inexistant sur ce type de roche.

Tableau 3-4 Surface spécifique en adsorption et désorption donné par SBET

Référence	Surface spécifique (m ² /g)		Référence	Surface spécifique (m ² /g)	
	Adsorption	Désorption		Adsorption	Désorption
2335	0,288	0,394	3375	0,276	0,447
3248	0,126	0,179	3377	0,073	0,122
3249	0,273	0,383	3379	0,115	0,154
3250	0,306	0,385	4456	0,168	0,247
3372	0,163	0,274	4458	0,200	0,229

La Figure 3-8 montre la répartition des tailles de pores de 0,002 µm à 0,2 µm donné par le SBET. Globalement cette partie des micro-pores et des méso-pores présente une proportion très petite (≈ 1%) du volume poreux total. Nous considérons cette partie des pores comme des pores intragranulaires ou des pores dans le ciment d'argile qui n'ont pas un grand effet sur l'écoulement du gaz dans le réseau poreux.

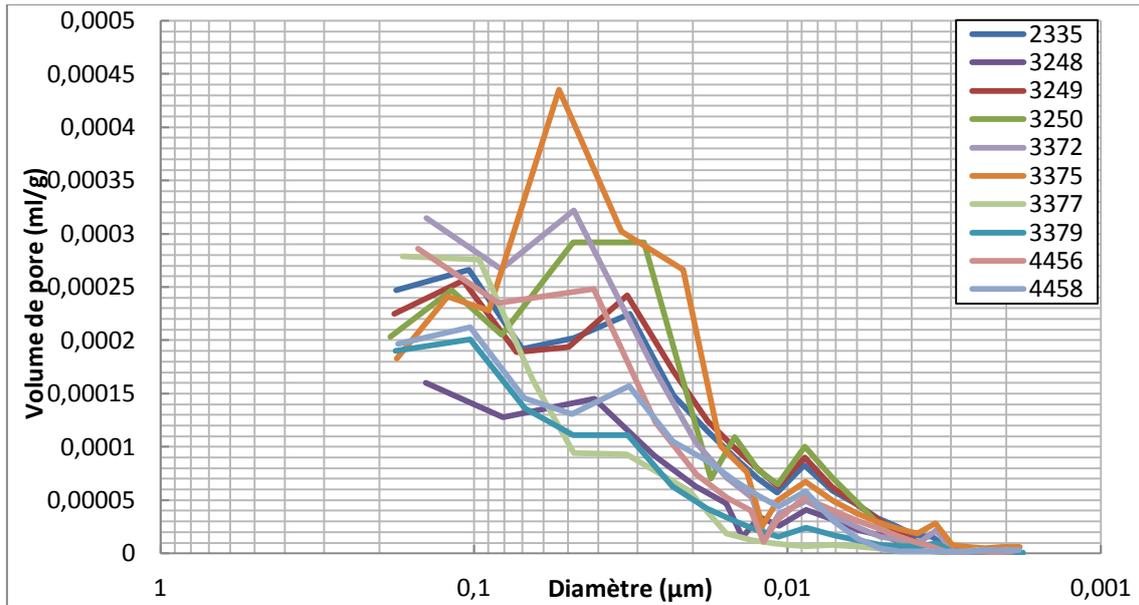


Figure 3-8 Résultat de SBET sur les 10 échantillons de grès «tight »

3.5 Caractérisation du réseau poreux par porosimétrie par intrusion de mercure (PIM)

3.5.1 Interprétation directe des données de PIM

10 échantillons de grès «tight » ont été testés PIM (porosimétrie par intrusion de mercure), cette technique a été détaillée dans la section 2.3. La Figure 3-9 montre les résultats obtenus pour l'échantillon n.2335. Les deux courbes bleu foncé et bleu représentent respectivement les volumes de mercure injectés cumulés (exprimés en ml par gramme de matériau) en intrusion et en extrusion. La représentation en log différentiel (en rouge) permet de quantifier les volumes représentés par les différentes familles de tailles de pores.

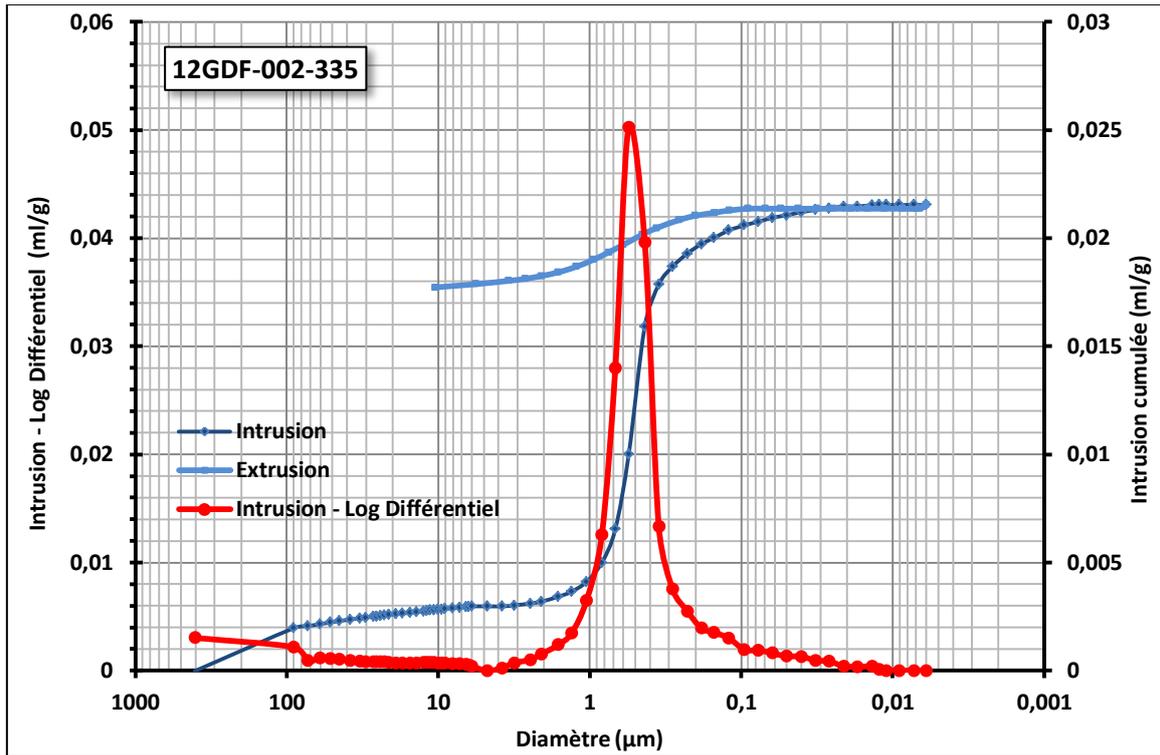


Figure 3-9 Mesure PIM sur l'échantillon de grès «tight » n.2335

Le Tableau 3-5 synthétise les résultats obtenus PIM sur les différents échantillons. Nous y trouverons notamment la taille des pores au pic (correspondant théoriquement à la famille de pore la plus présente dans le matériau), la part de la porosité qui correspond, les densités apparentes et absolues et la porosité totale donnée par PIM. La Figure 3-10 présente les courbes d'intrusion différentielle en ml/g obtenues pour les 10 échantillons de cette étude. La Figure 3-11 montre ces mêmes courbes d'intrusion différentielle en pourcentage du volume total, faisant apparaître plus clairement les différences de distribution de pores entre les échantillons.

Tableau 3-5 Données de l'essai PIM

Référence	Surface totale des pores (m ² /g)	Position du pic (µm)	Part de la porosité au pic (%)	Densité apparente à 0,10 psia (g/mL)	Densité absolue (g/mL)	Porosité par PIM (%)
2335	0,25	0,55	25,87	2,53	2,67	5,44
3248	0,20	0,67	11,86	2,57	2,72	5,27
3249	0,43	0,28	18,59	2,52	2,66	5,39
3250	0,29	0,55	20,83	2,52	2,65	5,17

3372	0,21	0,83	21,64	2,57	2,66	3,28
3375	0,29	0,55	19,95	2,56	2,68	4,30
3377	0,13	0,68	20,48	2,61	2,68	2,82
3379	0,14	1,04	11,9	2,59	2,68	3,21
4456	0,27	0,35	24,78	2,55	2,66	4,33
4458	0,27	0,43	26,18	2,55	2,68	4,82

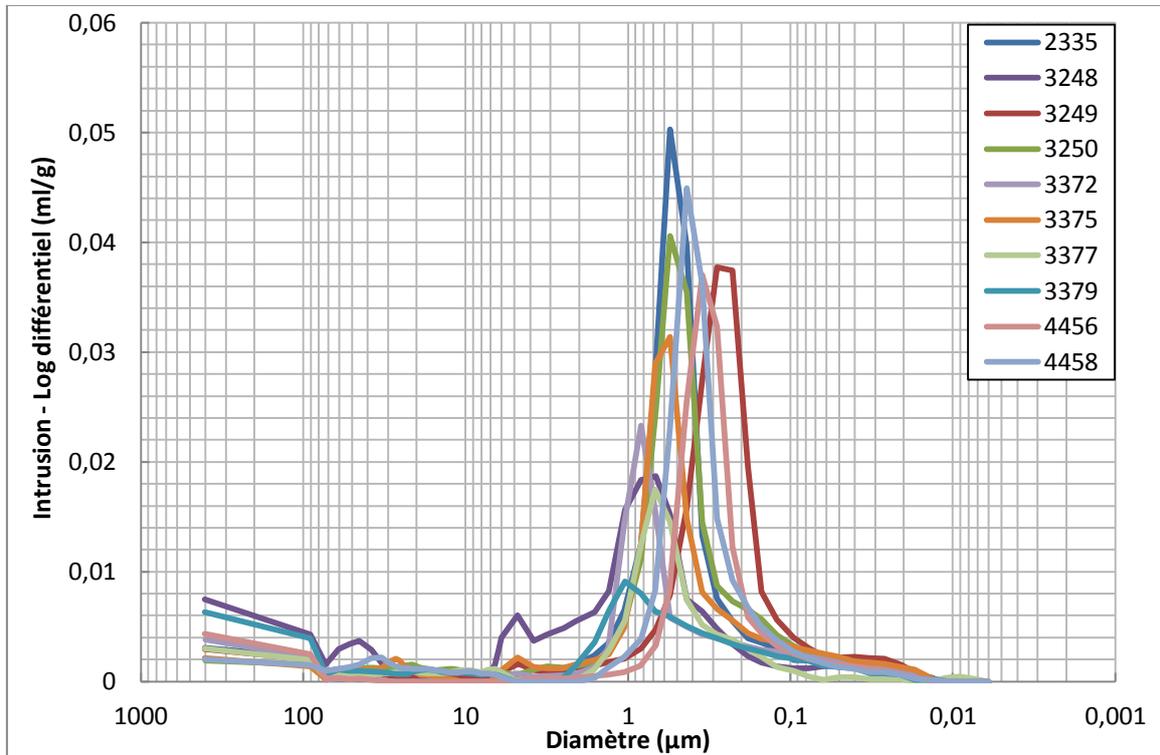


Figure 3-10 R é s u l t a t d e P I M s u r l e s 10 é c h a n t i l l o n s d e g r è s « t i g h t » e n m l / g

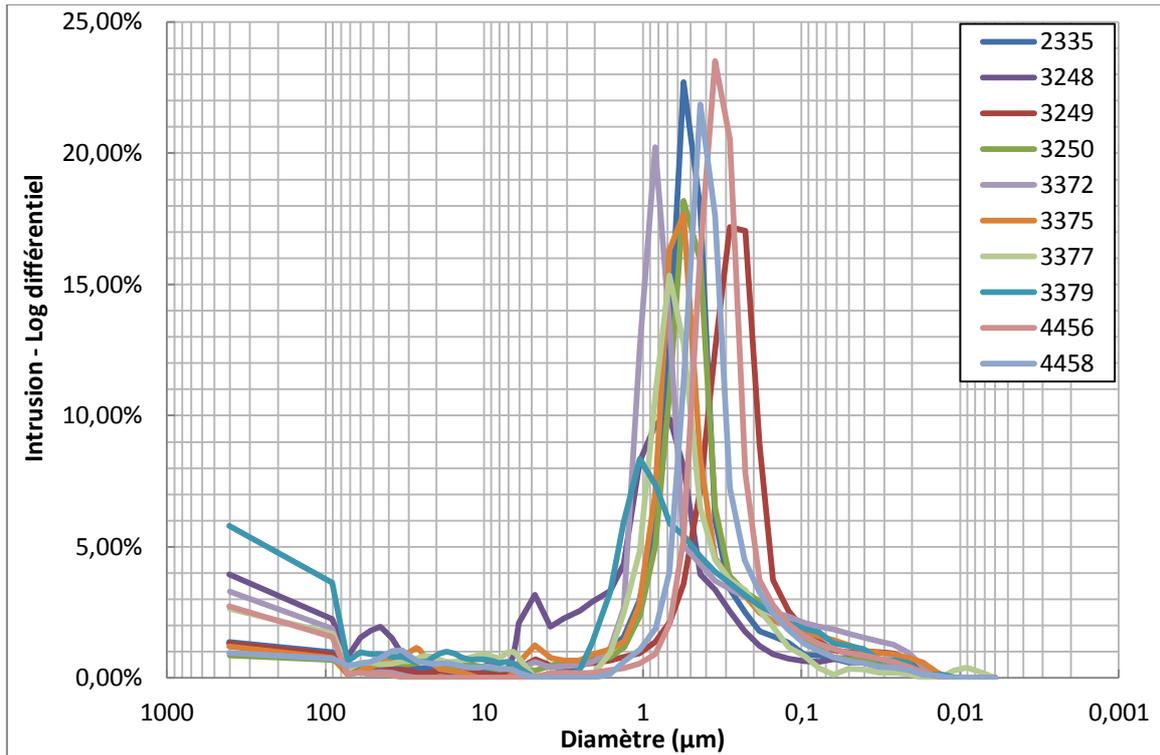


Figure 3-11 Résultat de PIM sur les 10 échantillons de grès «tight » en pourcentage

D'après les distributions de tailles de pore présentées dans les Figure 3-10 et Figure 3-11, nous constatons que, malgré les différences de porosité totale, la répartition des tailles de pores sont assez comparables puisque nous retrouvons un pic de distribution toujours compris entre 0,1 µm et 1 µm. En revanche, pour les échantillons n.3248 et n.3379, la part de la porosité au pic est beaucoup moins importante, elle représente respectivement 11,86% et 11,90% de la porosité totale. Ceci traduit le fait que les tailles de pores sont plus variables pour ces échantillons.

La porosité mesurée par PIM est systématiquement plus importante que celle mesurée à l'eau (cf. Figure 3-12). Nous observons en revanche une bonne adéquation entre la porosité mesurée par PIM et celle mesurée au gaz (argon) (cf. Figure 3-13).

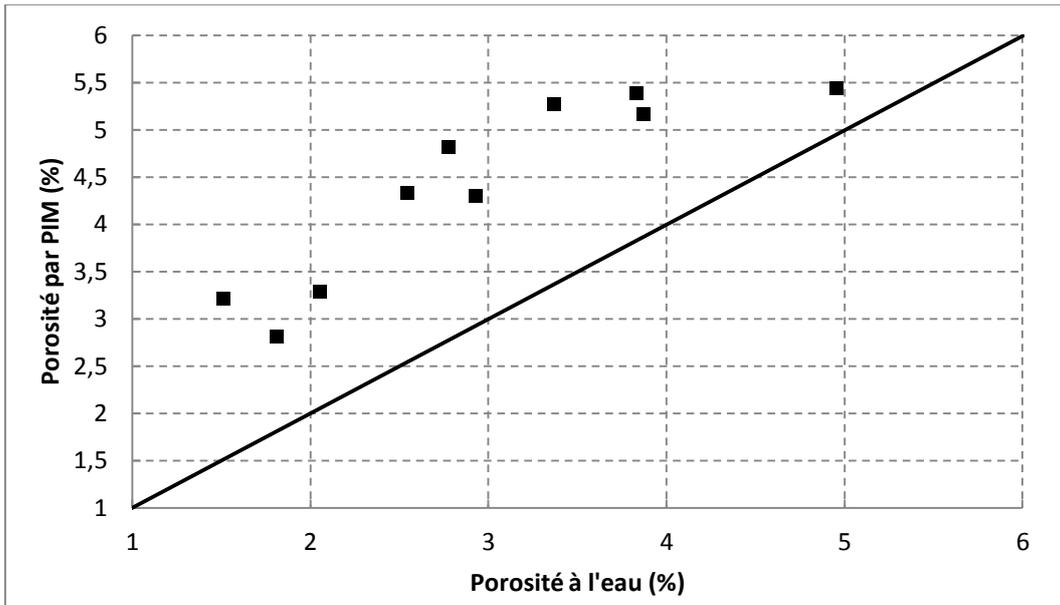


Figure 3-12 Corrélation entre la porosité par PIM et la porosité à l'eau

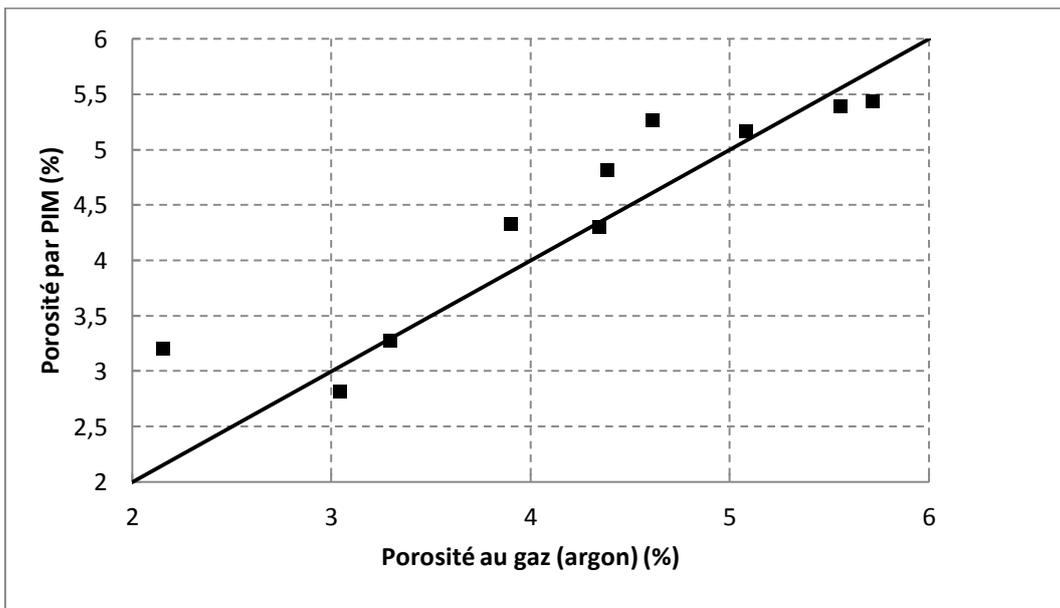


Figure 3-13 Corrélation entre la porosité par PIM et la porosité au gaz (argon)

3.5.2 Estimation de la perméabilité par les données de PIM

L'utilisation des résultats de porosimétrie mercure pour prédire les propriétés de transfert des milieux poreux est classique dans l'industrie pétrolière et gazière [55-57]. Pour ce faire, différents modèles empiriques basés sur les courbes de pression capillaire sont employés. Nous utiliserons ici les méthodes de Swanson et de Kamath pour la perméabilité absolue et la méthode de Brooks-Corey pour la perméabilité relative. Ces méthodes sont adaptées aux grès de faible perméabilité il est donc intéressant de comparer nos résultats expérimentaux avec les résultats de ces modèles.

a) Mise en conformité des données de PIM

La première étape consiste à réaliser une correction sur les données de PIM qui correspond à la pression nécessaire pour permettre au mercure d'enrober l'échantillon sans entrer dans les pores et intervient dans la zone des faibles pressions [58]. Cela correspond donc aux plus grandes tailles de pores obtenues par PIM mais ne représente en réalité qu'une rugosité de surface sans lien avec la structure poreuse que nous cherchons à identifier. Il est donc utile de supprimer du volume total de mercure introduit celui correspondant à cette rugosité de surface. Ce traitement des résultats est appelé mise en conformité. Un critère de taille pore arbitraire est nécessaire pour effectuer cette correction. Pour les échantillons de notre étude, le critère est choisi au cas par cas. Comme dans l'étude de Fu [2], le critère de troncature est variable et correspond au pied du pic de pore. L'exemple de l'échantillon n.2335 est montré dans la Figure 3-14. Dans ce cas, tous les pores supérieurs à 6 µm de diamètre ont été exclus des résultats. La valeur du diamètre de coupure et la variation de la porosité avant/après la mise en conformité sont résumés dans le Tableau 3-6.

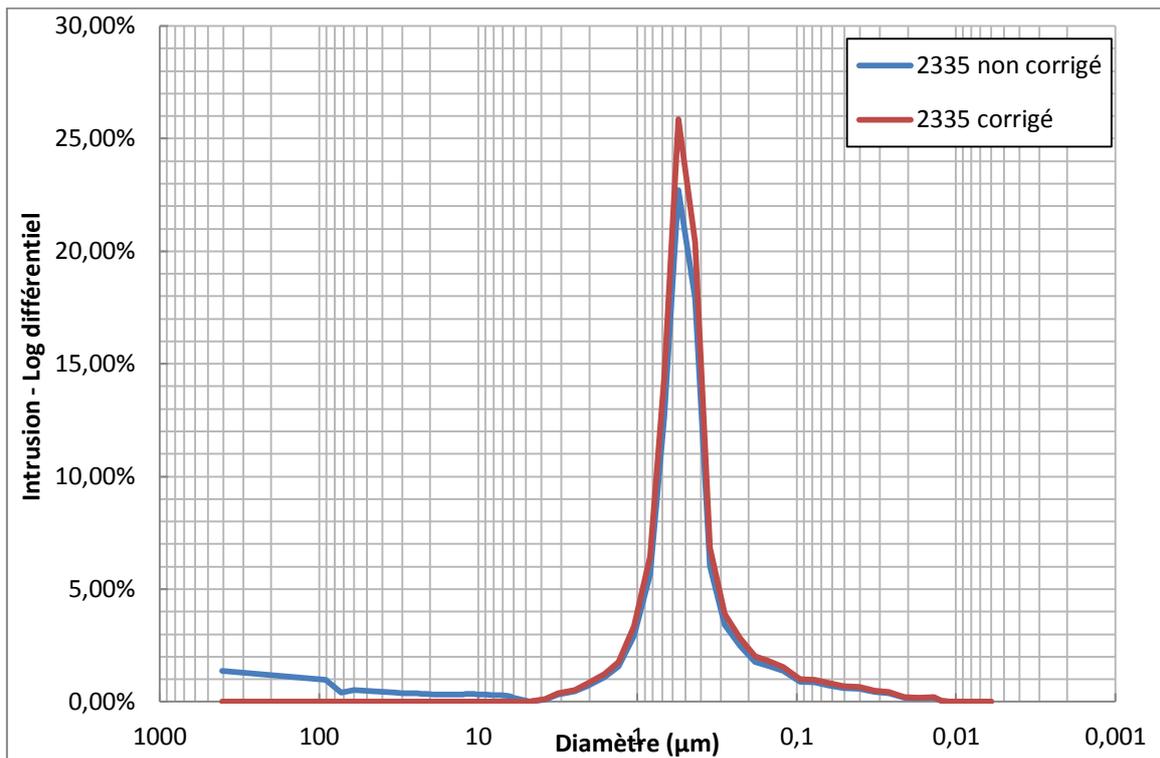


Figure 3-14 Mise en conformité de la courbe d'intrusion différentielle de l'échantillon 2335

Tableau 3-6 Taille de coupure pour la mise en conformité et la porosité avant/après correction

Référence	Taille de coupure	Porosité par PIM	Porosité par PIM	Référence	Taille de coupure	Porosité par PIM	Porosité par PIM
-----------	-------------------	------------------	------------------	-----------	-------------------	------------------	------------------

	(μm)	avant correction (%)	après correction (%)		(μm)	avant correction (%)	après correction (%)
2335	6	5,44	4,78	3375	10	4,30	3,81
3248	20	5,27	4,46	3377	5	2,82	2,11
3249	10	5,39	4,98	3379	5	3,21	2,25
3250	20	5,17	4,74	4456	10	4,33	4,11
3372	20	3,28	3,07	4458	5	4,82	4,03

b) Perméabilité absolue

Méthode de Swanson : La méthode de Swanson [59] consiste à identifier un point particulier de la courbe de pression capillaire appelé APEX qui représente le diamètre d'entrée de pore pour lequel la connectivité du réseau poreux est atteinte. Ce point est déterminé comme le point où la courbe de pression capillaire tangente la droite de pente -1 [2] (cf. Figure 3-15). Les tailles de pore à l'APEX, identifiées par cette méthode sont reportées dans le Tableau 3-7. La relation proposée par Swanson [59] permet de relier la pression capillaire (P_c) et la saturation en mercure (S_b) à l'APEX à la perméabilité au gaz :

$$k_{Swanson} = 355 \cdot \left(\frac{S_b}{P_c} \right)_A^{2.005} \quad (3.5.1)$$

Où S_b est la saturation de mercure en pourcentage du volume apparent ;

P_c est la pression capillaire.

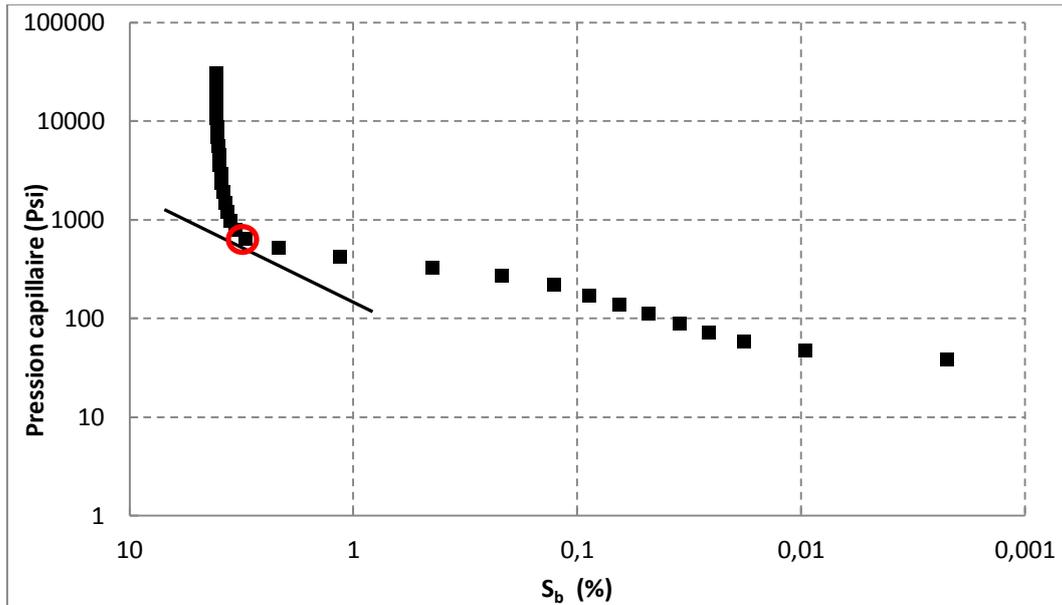


Figure 3-15 Identification de l'APEX par la méthode de Swanson pour l'échantillon 4456

Tableau 3-7 APEX identifié par la méthode de Swanson

Référence	APEX (μm)	Référence	APEX (μm)
2335	0,43	3375	0,55
3248	0,55	3377	0,55
3249	0,23	3379	0,83
3250	0,43	4456	0,28
3372	0,67	4458	0,35

Tableau 3-8 S_b et P_c identifiés par la méthode de Swanson

Référence	S_b (%)	P_c (psi)	Référence	S_b (%)	P_c (psi)
2335	3,70	417,59	3375	2,23	327,72
3248	2,23	268,09	3377	1,50	327,24
3249	3,51	797,83	3379	1,14	218,47
3250	2,97	418,19	4456	3,03	637,79

3372	1,68	268,42	4458	3,00	517,87
------	------	--------	------	------	--------

Méthode de Kamath : La méthode de Kamath [60] est basée sur la détermination d'un paramètre caractéristique L_{max} :

$$L_{max} = \left(\frac{\phi S_{nw}}{P_c} \right)_{max} = \frac{\phi \lambda (100 - S_r)}{P_e (1 + \lambda)^{\frac{1}{\lambda} + 1}} \quad (3.5.2)$$

Où ϕ est la porosité du milieu ;

S_{nw} est la saturation de la phase non-mouillante ;

λ est l'indice de Brooks-Corey de la distribution des tailles de pore ;

S_r est la saturation résiduelle ;

P_e est la pression capillaire d'entrée.

Les trois paramètres λ , S_r et P_e sont déterminés en fittant la courbe de la pression capillaire en fonction de la fraction volumique de l'air au cours de l'injection de mercure par la formulation de Brooks-Corey (cf. Figure 3-16):

$$\left(\frac{P_e}{P_c} \right)^\lambda = \frac{S_w - S_r}{100 - S_r} \quad (3.5.3)$$

Ensuite afin de déterminer la perméabilité absolue à partir de ce paramètre caractéristique, deux relations, selon la gamme de la perméabilité de la roche, sont proposées [60] :

$$k_{Kamath} = 413 \cdot L_{max}^{1.85} \quad (k < 1 \text{ md}) \quad (3.5.4)$$

$$k_{Kamath} = 347 \cdot L_{max}^{1.60} \quad (k > 1 \text{ md}) \quad (3.5.5)$$

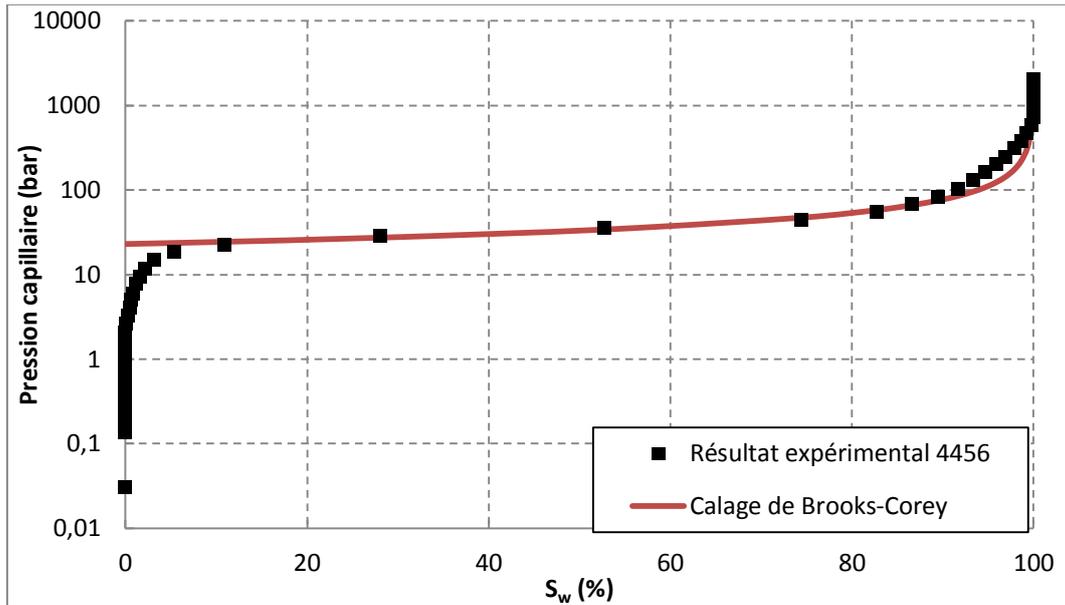


Figure 3-16 Calage de Brooks-Corey sur le résultat expérimental pour l'échantillon 4456

Tableau 3-9 L_{max} identifié par le calage de Brooks-Corey

Référence	L_{max}	Référence	L_{max}
2335	0,0088	3375	0,0062
3248	0,0091	3377	0,0048
3249	0,0044	3379	0,0058
3250	0,0069	4456	0,0046
3372	0,0058	4458	0,0056

Nous présentons dans le Tableau 3-10 les perméabilités estimées par la méthode de Swanson et la méthode de Kamath et la perméabilité mesurée au gaz à 3 MPa de confinement. Nous constatons que la méthode de Swanson donne systématiquement des valeurs de perméabilité plus faibles que la méthode de Kamath. La Figure 3-17 montre la corrélation entre les perméabilités estimées et celle mesurée. Malgré la dispersion, les perméabilités estimées par ces deux méthodes sont du même ordre de grandeur que la perméabilité mesurée au gaz.

Tableau 3-10 Perméabilités estimées par PIM et perméabilité mesurée au gaz

Référence	Perméabilité estimée par PIM (10^{-17} m^2)	Perméabilité mesurée au	Référence	Perméabilité estimée par PIM (10^{-17} m^2)	Perméabilité mesurée au
-----------	---	-------------------------	-----------	---	-------------------------

	Swanson	Kamath	gaz à 3MPa (10 ⁻¹⁷ m ²)		Swanson	Kamath	gaz à 3 MPa (10 ⁻¹⁷ m ²)
2335	2,72	6,33	3,67	3375	1,60	3,38	4,63
3248	1,75	6,86	3,09	3377	0,73	2,13	2,90
3249	2,40	1,81	0,90	3379	1,36	2,96	3,08
3250	0,67	4,11	2,07	4456	1,16	1,93	1,47
3372	0,94	3,22	6,07	4458	0,78	2,82	1,44

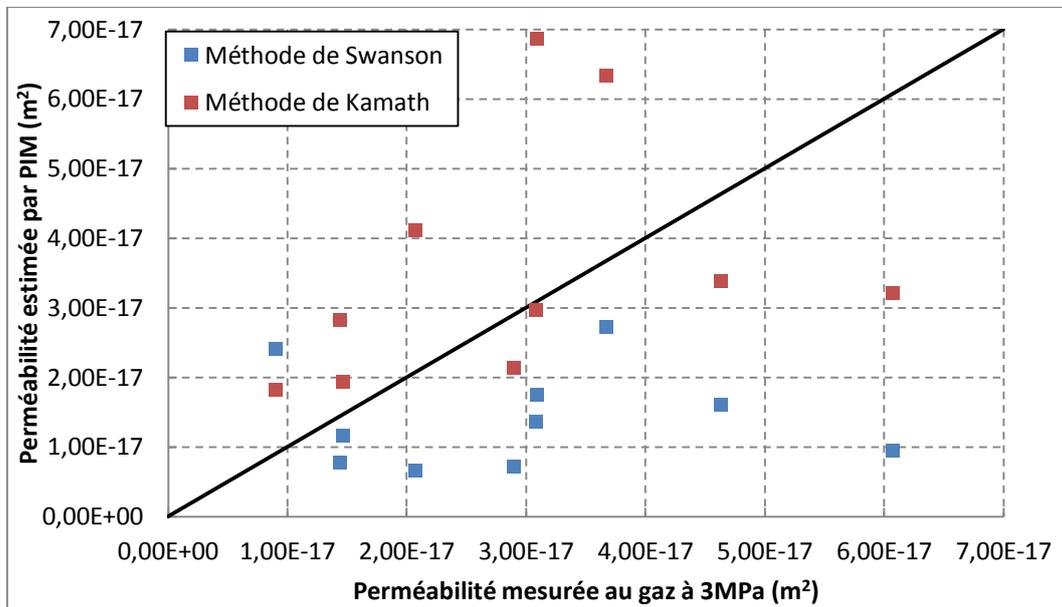


Figure 3-17 Corrélation entre la perméabilité estimée par PIM et la perméabilité mesurée au gaz à 3MPa

c) Perméabilité relative

Méthode de Brooks-Corey : Le modèle proposé par Brooks-Corey [61] donne la relation pour déterminer les perméabilités relatives au gaz et à l'eau :

$$k_{rw} = S_e^{\frac{2+3\lambda}{\lambda}} \quad (3.5.6)$$

$$k_{rg} = (1 - S_e)^2 \left(1 - S_e^{\frac{2+\lambda}{\lambda}} \right) \quad (3.5.7)$$

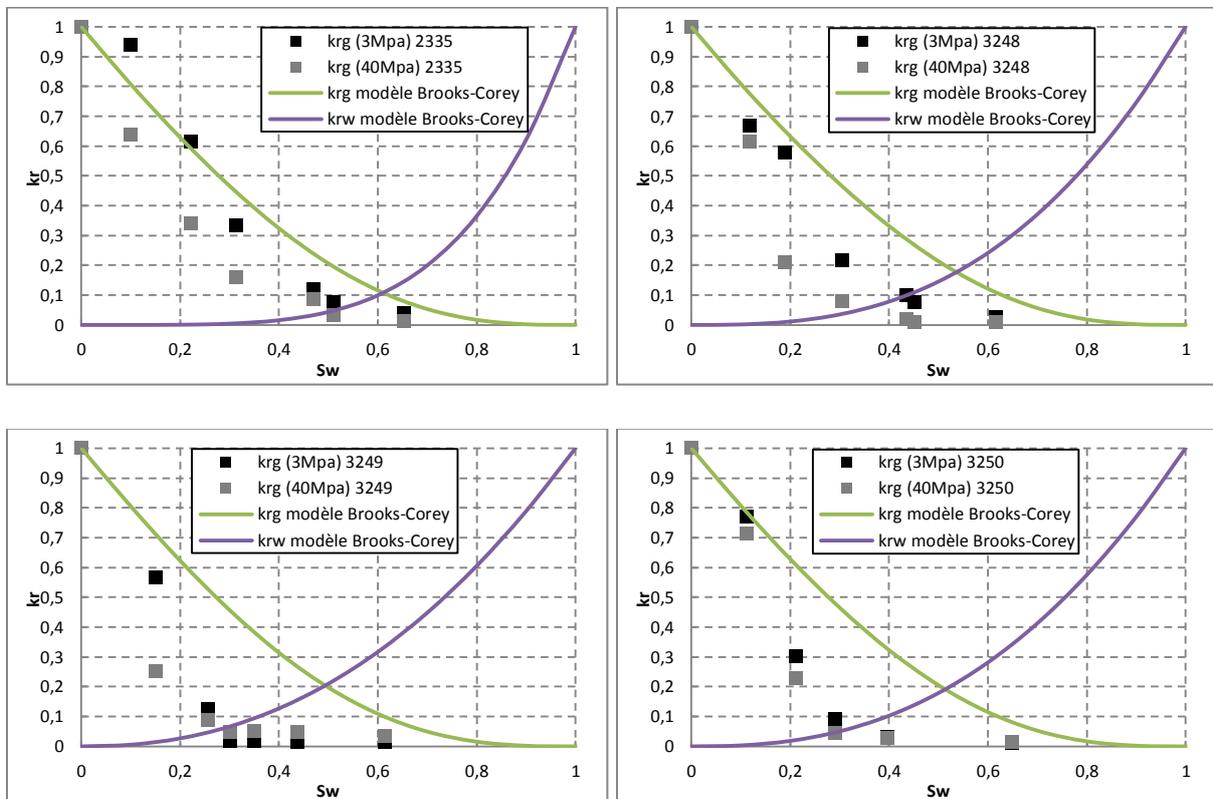
Où λ est le paramètre de calage géométrique déterminé par le fittage des courbes de la pression capillaire (cf. la méthode de Kamath) ;

S_e est la saturation liquide effective dépendant de la saturation résiduelle en eau S_{rw} :

$$S_e = \frac{S_w - S_{rw}}{1 - S_{rw}} \quad (3.5.8)$$

Expérimentalement les perméabilités relatives sont mesurées par référence à la perméabilité à l'état sec. En plus par définition la perméabilité au gaz atteint le maximum lorsque la saturation en eau est égale à la saturation résiduelle en eau. Donc pour l'objectif de comparer les estimations par la méthode de Brooks-Corey aux résultats expérimentaux, nous prenons $S_{rw} = 0$ dans ce modèle.

Ensuite la comparaison des résultats estimés par la méthode de Brooks-Corey aux résultats expérimentaux est montrée dans la Figure 3-18. Nous pouvons constater un écart entre le modèle et l'expérience, particulièrement pour les saturations en eau plus hautes où les perméabilités relatives chutent très brutalement.



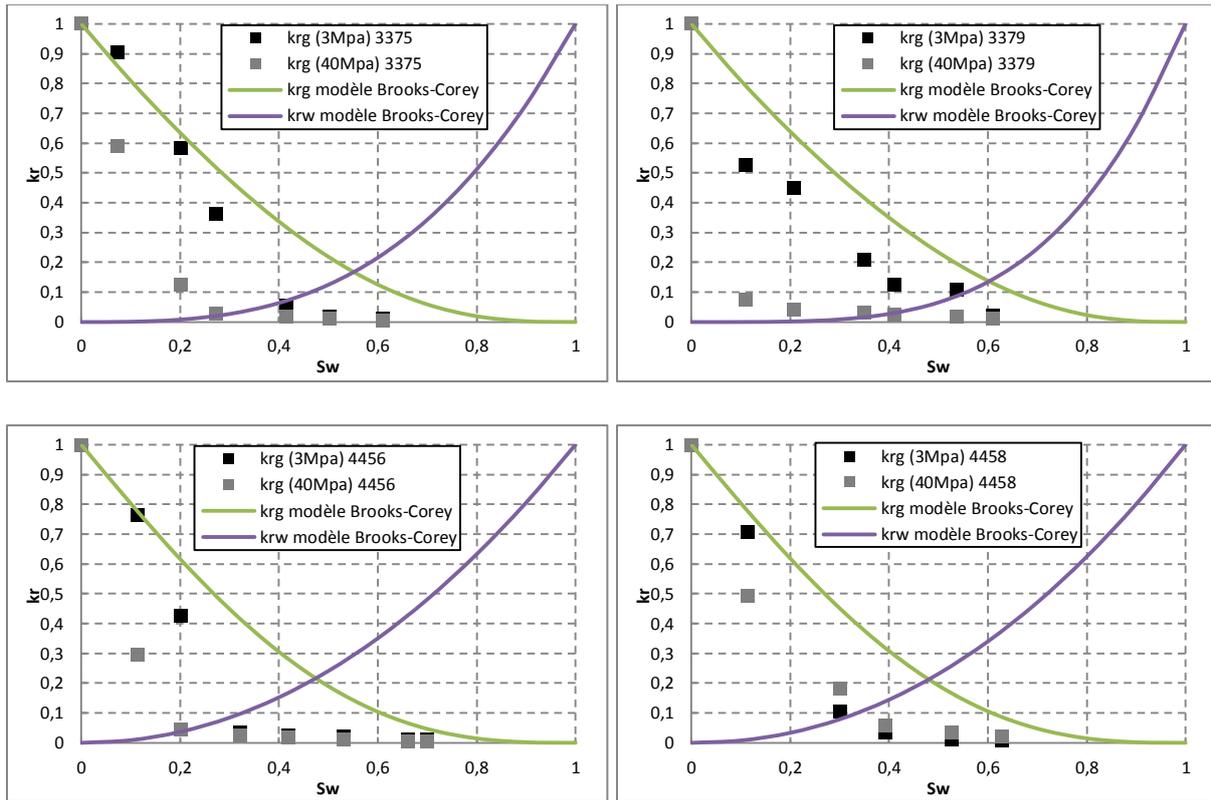


Figure 3-18 Comparaison des résultats estimés par la méthode de Brooks-Corey aux résultats expérimentaux

3.6 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons d'abord caractérisé les propriétés initiales des échantillons de grès «tight ». Les valeurs de la porosité initiale (< 10%) et de la perméabilité au gaz initiale (< 0,1 mD) mesurées confirment que les grès étudiés appartiennent des roches «tight ». De plus la porosité à l'eau est systématiquement plus petite que la porosité au gaz (à l'argon ou à l'hélium), ceci est à cause du gaz piégé dans les pores lors de la saturation en eau.

Deuxièmement les images obtenues par le microscope optique visualisent la microstructure des grès «tight », y compris la matrice solide qui est composée des grains et le réseau poreux qui est composé des gros pores interconnectés par les fissures. Par ailleurs les images permettent également de déterminer les diamètres caractéristiques de grains qui varient entre 300 ~ 500 μm .

Troisièmement la mesure SBET montre que la surface spécifique des grès «tight » (< 0,5 m^2/g) est beaucoup moins importante que celle des autres matériaux poreux, par exemple l'argilite COx (30 ~ 40 m^2/g) ou la pâte de ciment complètement hydratée (100 ~ 200 m^2/g). Ce point peut exclure l'effet d'adsorption sur la mesure de la porosité au gaz. En outre SBET donne la distribution des tailles de micropores de 0,001 μm à 0,11 μm que nous considérons comme des pores intragranulaires ou des pores dans le ciment d'argile.

Quatrièmement la mesure PIM donne dans un premier temps la distribution des tailles de pores d'environ 0.01 μm à 400 μm . La majorité des pores qui correspond au pic de la courbe PIM se situe entre 0,1 μm et 1 μm . Dans un deuxième temps à partir des données de PIM la perméabilité intrinsèque est modélisée par les méthodes de Swanson et de Kamath qui est de même ordre de grandeur que les résultats expérimentaux. En revanche la perméabilité relative modélisée par la méthode de Brooks-Corey présente un écart important par rapport à l'expérience, particulièrement pour les hautes saturations.

Chapitre 4. Propriétés de transfert et poromécaniques des grès «tight» à l'état sec en relation avec leur structure poreuse

4.1 Etude expérimentale des propriétés de transfert et poromécaniques (effet du chargement mécanique)

4.1.1 Introduction

Les propriétés pétrophysiques des grès «tight» sont de grande importance pour estimer la rentabilité économique des réservoirs de gaz «tight». De plus, ce type de grès est souvent caractérisé par une très grande sensibilité à la contrainte de confinement [53, 62-65]. Dans cette partie, nous nous intéresserons à l'influence du chargement mécanique sur la perméabilité au gaz et la porosité des échantillons. L'effet de la saturation liquide sera traité dans le Chapitre 5.

Dans la littérature, de nombreuses recherches ont souligné la sensibilité de la perméabilité au gaz à faible pression de confinement (environ 0~15 MPa) [66-72] même si dans le même temps cette faible pression joue peu sur la porosité [71, 73]. La pression de confinement a donc plus d'effet via la modification de la structure poreuse et de sa morphologie que par une simple réduction du volume poreux induit par le confinement. Nous pourrions ainsi trouver dans des recherches antérieures [53, 62, 65, 66, 69, 74] que la structure poreuse des grès «tight» est souvent constitué de pores reliés entre eux par un réseau de microfissures. Il est alors vraisemblable que l'écoulement est principalement dominé par les effets d'ouverture et de fermeture de celles-ci, plus que par une réduction de la taille des pores. Les modélisations, quant à elles, ont souvent été conduites plus ou moins empiriquement pour tenter de décrire une relation perméabilité/porosité et elles sont souvent basées sur des lois en puissance [70, 73, 75, 76]. Nous pouvons néanmoins douter de la possibilité de pouvoir généraliser ces relations qui stipulent implicitement que tous les types de pores jouent un rôle similaire dans l'écoulement. Certains modèles (comme le modèle TPHM [73, 77]) tentent de séparer l'effet des pores cylindriques ou sphériques de celui des microfissures sur la perméabilité et son lien avec la variation de porosité. Ils ignorent cependant les interactions entre les deux familles de pores, leur porteur est donc limité. Nous pouvons en effet légitimement penser que l'écoulement est dominé par les microfissures et que leur fermeture peut conduire à l'isolement de gros pores qui seront alors piégés dans la matrice [53, 78, 79]. L'isolement de ces pores sera alors assimilé à une «perte» directe de porosité connectée.

Pour cette étude expérimentale, nous avons testé sur les échantillons, la sensibilité de la porosité et de la perméabilité au confinement. Un balayage systématique des variations de ces propriétés a permis de démontrer l'importance du réseau de microfissures dans l'écoulement et de montrer qu'une

large part de porosité est piégée dans la matrice solide au-delà d'un certain niveau de confinement. Ce phénomène est analysé sur le plan poro-mécanique qui confirme, au-delà des aspects transfert, que la porosité piégée a un impact important sur les propriétés poro-mécaniques du matériau.

4.1.2 Effet du chargement mécanique sur la perméabilité au gaz

La perméabilité au gaz a été mesurée par la méthode présentée dans la section 2.7.1. Afin d'évaluer la sensibilité au confinement des échantillons, leur perméabilité au gaz a été mesurée pour quatre pressions de confinement : 3, 10, 20 et 40 MPa. Le dernier niveau correspond au niveau de la contrainte lithostatique in-situ. Le Tableau 4-1 présente les résultats de perméabilité au gaz à l'état sec pour les dix échantillons pour les 4 niveaux de confinement.

Tableau 4-1 Perméabilité au gaz à l'état sec en charge et en décharge

Référence	Perméabilité au gaz à l'état sec (10^{-17} m^2)						
	3 MPa		10 MPa		20 MPa		40 MPa
	Charge	Décharge	Charge	Décharge	Charge	Décharge	Charge / Décharge
2335	3,80	2,58	1,97	1,50	1,12	0,79	0,59
3248	2,81	1,92	1,44	0,77	0,63	0,39	0,22
3249	0,66	0,51	0,35	0,20	0,14	0,10	0,05
3250	2,24	1,56	0,88	0,55	0,42	0,33	0,21
3372	6,23	4,07	2,25	1,69	0,81	0,53	0,20
3375	4,19	2,94	2,04	1,18	0,93	0,60	0,31
3377	3,19	2,35	1,07	0,64	0,38	0,25	0,07
3379	2,29	1,59	0,70	0,36	0,20	0,11	0,04
4456	1,36	1,05	0,81	0,51	0,37	0,27	0,15
4458	1,29	0,91	0,72	0,45	0,35	0,23	0,13

Les perméabilités au gaz à 3 MPa de confinement variant d'un ordre de grandeur (de 0,66 à 6,23 $\times 10^{-17} \text{ m}^2$), nous avons choisi de présenter graphiquement ces résultats en les normalisant par rapport à leur perméabilité à 3 MPa de confinement. La Figure 4-1 présente donc l'évolution de cette perméabilité normalisée en fonction du confinement. Il apparaît clairement que malgré les différences entre les échantillons (en termes de perméabilité à l'état sec, de porosité totale et de taille de pore),

leur sensibilité au confinement est très comparable. Tous les échantillons voient ainsi leur perméabilité au gaz réduite d'environ 80% pour 40 MPa de confinement. La perméabilité en charge ou en décharge montre un écart significatif qui indique que le confinement présente un effet légèrement irréversible sur le réseau poreux, ceci peut être la fermeture potentielle de certaines microfissures ou pores.

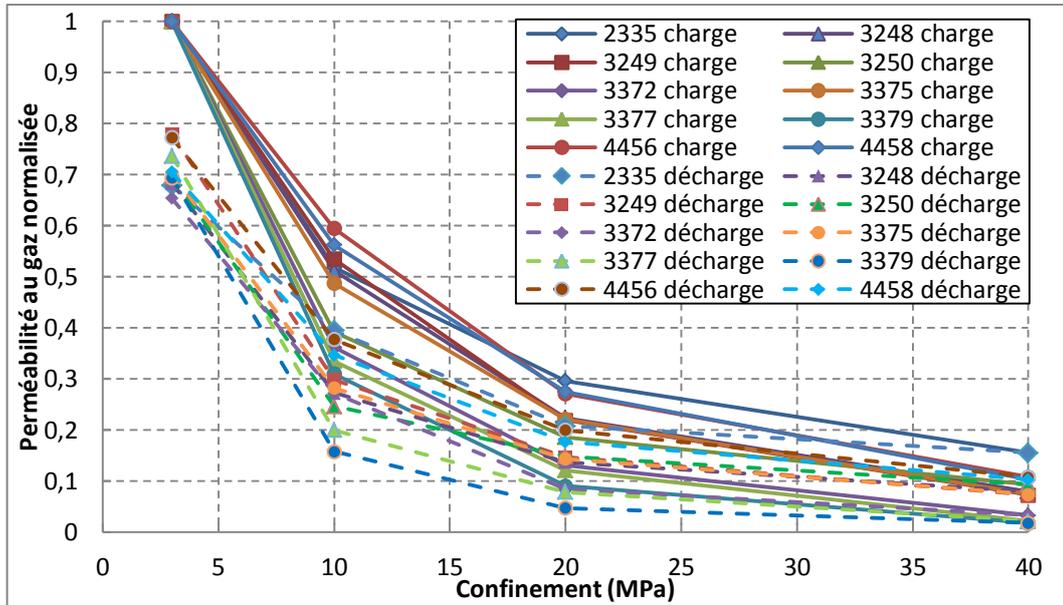


Figure 4-1 Perméabilité au gaz normalisée en fonction du confinement en charge et en décharge

Dans la littérature (par exemple [75]) trois mécanismes ont été identifiés justifiant la forte dépendance de la perméabilité à l'état de contrainte : la fermeture des microfissures (type 1), le réarrangement des grains (type 2) et un pore collapse au-delà d'un niveau de contrainte critique (type 3). Dans le cas présent, nous constatons une forte réduction de la perméabilité dès les faibles niveaux de chargement mécanique. Ceci nous incite à penser que c'est le mécanisme de 'type 1' (fermeture de microfissures) qui pilote la perméabilité pour les matériaux de cette étude. Cette interprétation a déjà été reportée par de multiples travaux [53, 65, 66, 72, 73, 80-83]. Les travaux de Duan et al. [53] portaient sur un grès très comparable à celui de cette étude (même provenance géographique). Ces travaux ont permis d'identifier par MEB (cf. Figure 4-2) la morphologie de la structure poreuse. Elle est majoritairement composée de gros pores (diamètre supérieur à 100 μm) reliés par des microfissures. Nous supposons ici que nous sommes en présence du même type de structure poreuse, c'est-à-dire de pores de grande taille bien connectés par un réseau de fines microfissures. Il est alors logique de penser que le réseau de microfissures contrôle l'écoulement de gaz et donc la perméabilité.

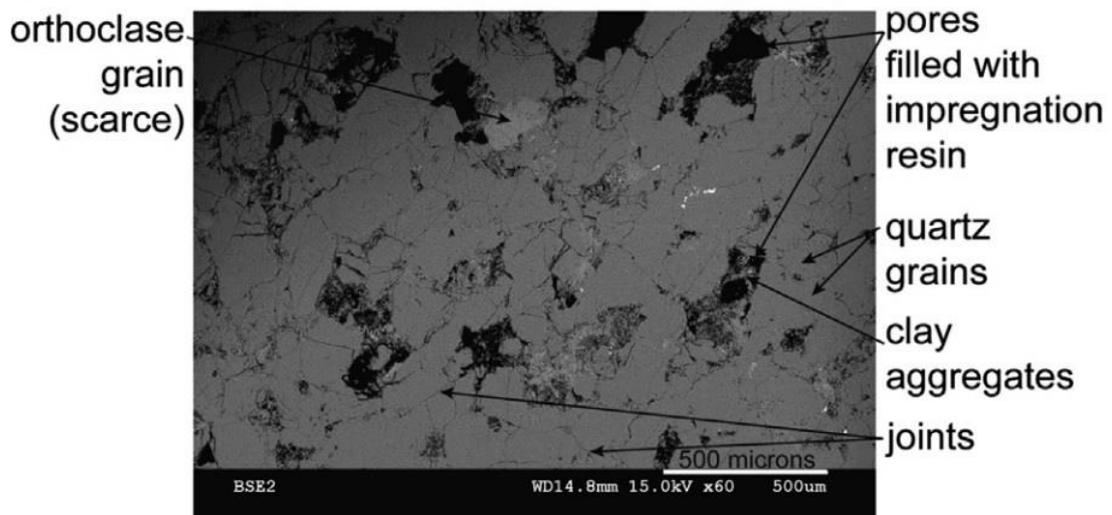


Figure 4-2 Image MEB de grès de Touat [53]

Afin de quantifier la sensibilité au confinement de la perméabilité, il est classique d'utiliser une relation de type exponentielle [70, 72, 73, 75] :

$$K = K_0 \cdot e^{-\gamma(\sigma - \sigma_0)} \quad (4.1.1)$$

où K_0 est la perméabilité initiale sous un confinement σ_0 ;

σ est la pression de confinement ;

γ est le coefficient de la sensibilité au confinement.

Plus le coefficient γ est grand plus le matériau est sensible au confinement. Le fittage des résultats au moyen de cette relation exponentielle fonctionne bien pour les matériaux de cette étude avec un coefficient de corrélation supérieur à 0,96 (cf. Figure 4-3 et Tableau 4-2).

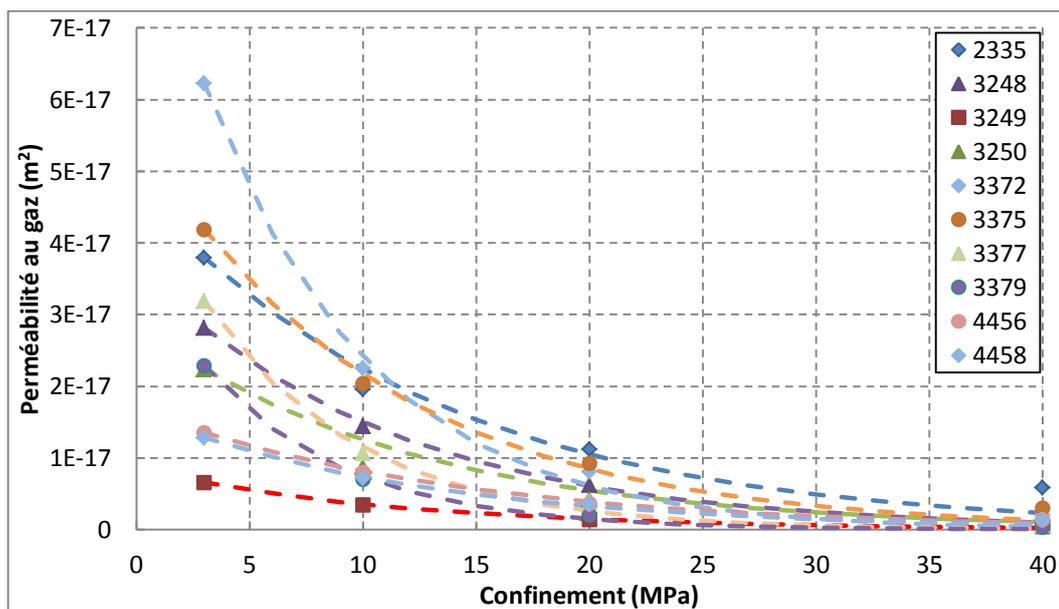


Figure 4-3 Fittage de la perméabilité au gaz normalisée par la loi exponentielle

Tableau 4-2 Coefficient de la sensibilité au confinement et R^2

Référence	γ (10^{-2} MPa^{-1})	R^2	Référence	γ (10^{-2} MPa^{-1})	R^2
2335	7,55	0,97	3375	9,40	0,99
3248	9,00	0,99	3377	14,72	0,99
3249	8,77	0,99	3379	16,18	0,99
3250	8,28	0,98	4456	7,33	0,99
3372	13,68	0,99	4458	8,02	0,99

Dans une certaine mesure, la Figure 4-4 montre une corrélation entre le coefficient de sensibilité γ et la porosité accessible à l'eau. Assez logiquement, la sensibilité diminue avec l'augmentation de la porosité. La Figure 4-4 présente également des résultats issus de précédentes études, sur le grès «tight» du Rotliegend [65], le schiste et le grès de Sichuan [84]. Des tendances comparables peuvent être observées. Cette corrélation avec la porosité semble logique si nous partons du principe que moins l'échantillon est poreux plus l'écoulement est contrôlé par les fissures. Le cas extrême est celui de certains granites pour lesquels la totalité de l'écoulement est piloté par des fissures [85]. Nous pouvons ajouter que si les fissures se ferment assez facilement sous la pression de confinement, à l'inverse, les

plus gros pores ont une faible diminution de taille due à cette contrainte [73]. Cependant, comme le montre la Figure 4-4, la valeur des coefficients γ est très dispersée selon les échantillons et si nous comparons les grès «tight» de Touat et du Rotliegend le même coefficient γ peut correspondre à des porosités très différentes. Par conséquent nous pouvons conclure que dans la recherche d'une corrélation entre la porosité et la sensibilité à la contrainte pour différents types de roches, il sera nécessaire d'obtenir une description plus fine de la structure poreuse et de ses propriétés poromécaniques, la valeur de la porosité accessible à l'eau n'est pas suffisante.

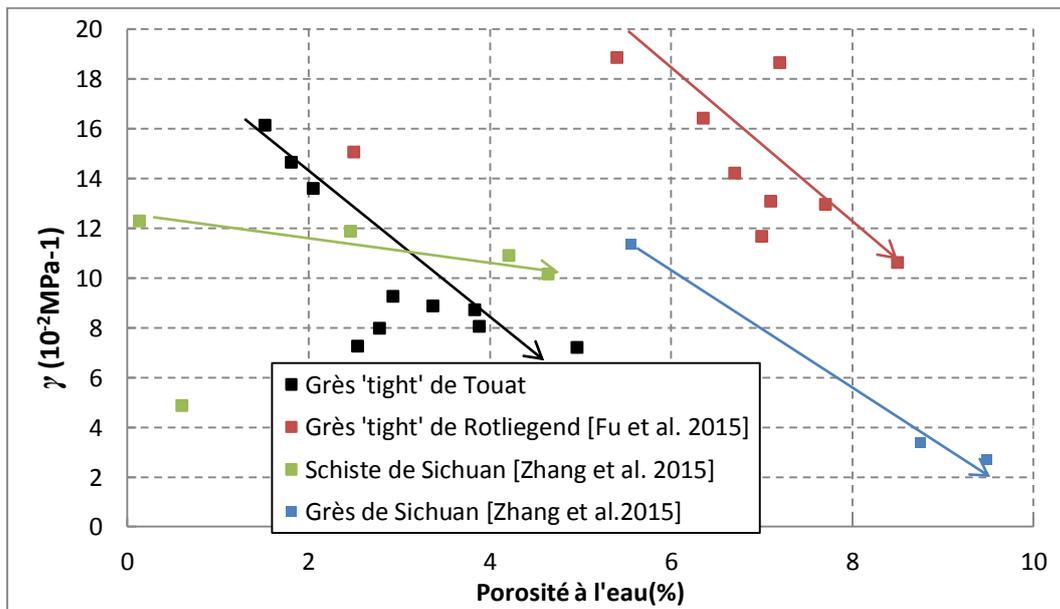


Figure 4-4 Coefficient de la sensibilité au confinement en fonction de la porosité à l'eau

4.1.3 Effet du chargement mécanique sur la porosité

Cette partie vise à identifier l'effet de la pression de confinement sur la porosité. Même si les outils et méthodes employés dans ce travail ne permettent pas une description fine de la structure poreuse, ils visent à extraire d'essais macroscopiques, des informations sur l'impact de l'évolution de cette structure sur les propriétés de transfert à l'échelle macroscopique même si les modifications interviennent à plus petite échelle.

a) Porosité eau gaz mesurée sous chargement mécanique

La porosité au gaz du matériau a été mesurée suivant le principe exposé dans la section 2.8 en parallèle des mesures de perméabilité à l'état sec sous contraintes de confinement variables. Cet essai original est très utile car il permet de comparer la déformation volumique de l'échantillon et sa variation de porosité. Nous pouvons alors observer si la fermeture de fissure va déboucher sur un

piégeage de porosité, c'est-à-dire sur l'occlusion possible d'une partie du réseau poreux disponible pour l'écoulement.

Le Tableau 4-3 résume les mesures de porosité accessible au gaz pour les différents échantillons et pour les différents niveaux de chargement. Comme pour la perméabilité au gaz, dans un souci de faciliter la comparaison entre les échantillons, nous avons, dans un premier temps, choisi de représenter la porosité normalisée (ϕ/ϕ_0) en fonction du confinement (voir la Figure 4-5). Il s'agit de la porosité mesurée à un niveau de confinement donné (ϕ) divisée par la porosité mesurée sous 3 MPa de confinement (ϕ_0). L'allure de ces courbes est assez comparable à celle obtenue pour la variation de la perméabilité normalisée. La sensibilité est toutefois plus grande dès le début du confinement. Les amplitudes de variation sont très logiquement plus faibles (elles varient de 10 à 25% du volume initial) car elles sont du même ordre de grandeur que les variations relatives de volume. Par contre nous constatons que la porosité est largement réversible qui implique que la plupart des microfissures et des pores fermés sont capables de rouvrir en décharge.

Tableau 4-3 Porosité au gaz en charge et en décharge

Réf érence	Porosité au gaz (%)						
	3 MPa		10 MPa		20 MPa		40 MPa
	Charge	Décharge	Charge	Décharge	Charge	Décharge	Charge / Décharge
2335	5,72	5,63	5,40	5,37	5,21	5,20	5,04
3248	4,62	4,44	4,29	4,28	4,20	4,18	4,12
3249	5,56	5,47	5,24	5,23	5,13	5,12	5,05
3250	5,46	5,39	5,16	5,13	5,03	5,03	4,94
3372	3,29	3,19	2,94	2,85	2,75	2,66	2,59
3375	4,34	4,10	3,91	3,82	3,80	3,75	3,65
3377	3,04	2,95	2,75	2,66	2,51	2,48	2,39
3379	2,16	2,06	1,82	1,76	1,68	1,66	1,59
4456	3,90	3,79	3,60	3,58	3,47	3,41	3,31
4458	4,37	4,26	4,19	4,03	3,97	3,94	3,83

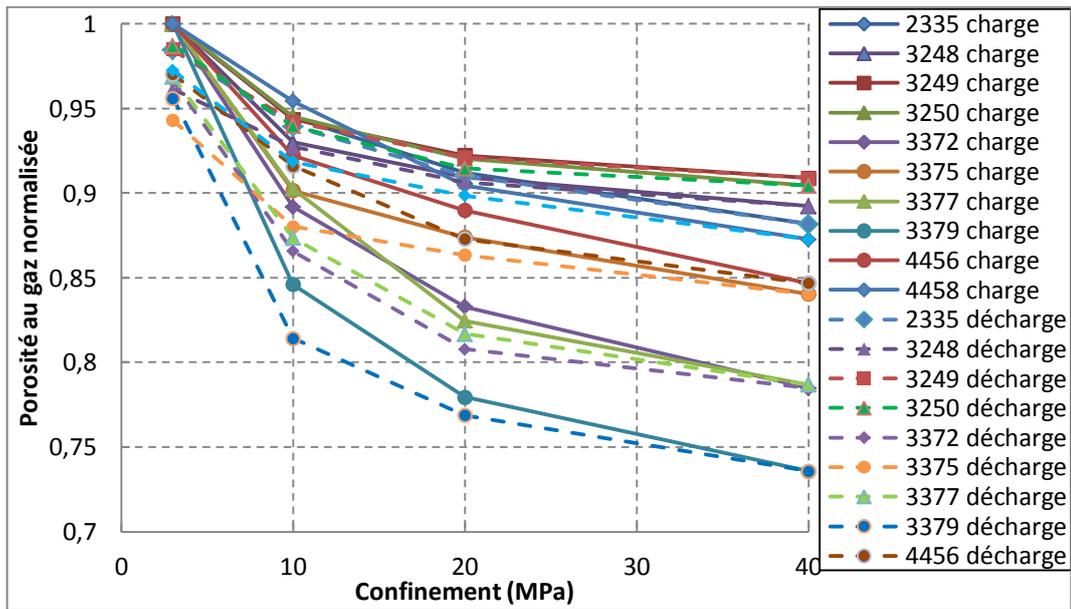


Figure 4-5 Porosité au gaz normalisée en fonction du confinement en charge et en décharge

La variation de porosité est à la fois due à la fermeture des microfissures, à la diminution de la taille des pores «non aplatis» (que nous appellerons les ‘gros pores’ par la suite) et donc à l’isolement de certains pores. Nous pouvons faire l’hypothèse qu’au-delà de 40 MPa de confinement, l’essentiel des microfissures de faible ouverture initiale est fermé (il s’agit là d’une hypothèse de travail qui n’a pu être totalement validée jusque-là). Dans ce cas la variation de porosité due à la fermeture de ces pores devient négligeable [73]. La variation de porosité due à la diminution de la taille des gros pores est supposée être décrite par une approche poro-mécanique, comme montrée par Zimmerman et al. [86] d’un point de vue théorique :

$$(1 - \phi) \Delta \varepsilon_v = \Delta \phi + (1 - \phi_0) \Delta \varepsilon_v^s \quad (4.1.2)$$

où ϕ_0 est la porosité initiale du milieu,

ϕ est la porosité actuelle du milieu (dans l’hypothèse des transformations infinitésimales, nous supposons que $\phi = \phi_0$),

ε_v est la déformation volumique du squelette,

ε_v^s est la déformation volumique de la matrice solide.

La relation (4.1.2) montre d’abord que la variation de la porosité est toujours inférieure à celle de la déformation du squelette. Dans notre étude la variation de la porosité de la relation (4.1.2) est estimée de $\Delta \varepsilon_v$ et $\Delta \varepsilon_v^s$ pour chaque incrément de la pression de confinement. $\Delta \varepsilon_v$ est mesuré

directement par LVDT, alors que $\Delta\varepsilon_v^s$ entre deux contraintes de charge sur la matrice Σ_1 et Σ_2 est évalué par :

$$\Delta\varepsilon_v^s = \frac{2 \cdot |\Sigma_2 - \Sigma_1|}{K_s(\Sigma_1) + K_s(\Sigma_2)} \quad (4.1.3)$$

avec Σ la contrainte sur la matrice donnée par : $\Sigma = P_c / (1 - \phi)$ [30]. Les résultats expérimentaux de $\Delta\varepsilon_v$ et K_s sont reportés dans le Tableau 4-4 (K_s est déterminé par la mesure poro-mécanique discutée plus tard dans la section 4.1.4). Alors la variation de porosité due à la rétractation des gros pores est déterminée par la relation (4.1.2). De là nous pouvons tracer (pour l'échantillon 2335 par exemple) dans la Figure 4-6 la porosité totale et la porosité des gros pores, puis la variation de la porosité due à la fermeture des microfissures est présentée comme la différence entre la ligne continue et la ligne discontinue, cette partie de la porosité est reportée dans le Tableau 4-5. Nous notons que ceci est une estimation de la porosité épigée qui n'arrive pas à donner des vraies valeurs.

Tableau 4-4 Déformation volumique et module volumique de la matrice solide mesurés

Référence		3 MPa	10 MPa	20 MPa	40 MPa
2335	$\Delta\varepsilon_v$ (μdef)	0	833	1622	2638
	K_s (GPa)	31,0	21,6	16,8	26,3
3248	$\Delta\varepsilon_v$ (μdef)	0	797	1502	2459
	K_s (GPa)	29,1	20,2	19,8	26,9
3249	$\Delta\varepsilon_v$ (μdef)	0	894	1528	2448
	K_s (GPa)	29,1	20,2	19,8	26,9
3250	$\Delta\varepsilon_v$ (μdef)	0	957	1757	2703
	K_s (GPa)	28,5	26,3	25,0	38,8
3372	$\Delta\varepsilon_v$ (μdef)	0	1002	1817	2481
	K_s (GPa)	31,5	26,5	24,5	33,3
3375	$\Delta\varepsilon_v$ (μdef)	0	894	1646	2491
	K_s (GPa)	27,7	23,7	22,2	31,2
3377	$\Delta\varepsilon_v$ (μdef)	0	856	1572	2597
	K_s (GPa)	30,2	28,1	18,7	30,3

3379	$\Delta\varepsilon_v$ (μdef)	0	1005	1658	2627
	K_s (GPa)	28,5	21,7	19,6	29,7
4456	$\Delta\varepsilon_v$ (μdef)	0	789	1692	2748
	K_s (GPa)	28,2	25,7	20,4	27,4
4458	$\Delta\varepsilon_v$ (μdef)	0	785	1686	3142
	K_s (GPa)	25,8	19,0	17,9	22,8

Tableau 4-5 Variation de la porosité due à la fermeture des microfissures

Référence	3MPa – 10MPa (%)	10MPa – 20MPa (%)	20MPa – 40MPa (%)	Référence	3MPa – 10MPa (%)	10MPa – 20MPa (%)	20MPa – 40MPa (%)
2335	0,26	0,16	0,16	3375	0,36	0,09	0,14
3248	0,27	0,08	0,07	3377	0,23	0,21	0,09
3249	0,25	0,11	0,07	3379	0,26	0,13	0,08
3250	0,23	0,10	0,06	4456	0,25	0,08	0,15
3372	0,28	0,15	0,16	4458	0,16	0,18	0,11

Il apparaît ici que la variation de porosité due à la fermeture des fissures, varie de 74,1 à 84,0% de la variation totale de porosité. Si nous considérons que le volume des fissures représente une petite partie de la porosité [80] nous pouvons nous interroger sur ce dernier résultat et nous poser la question d'un possible piégeage d'une partie de la porosité. Ceci signifierait que la fermeture de certaines fissures isolerait des pores plus gros qui ne seraient plus accessibles pour le gaz. Ce phénomène a déjà été identifié pour d'autres matériaux poreux [53, 79, 87]. Il est schématisé dans la Figure 4-7 qui présente l'effet de piégeage tel qu'il est supposé se produire. Le résultat de ce piégeage serait à l'origine de la forte 'perte' de porosité due à la fermeture des microfissures. Il induirait également une augmentation de la porosité occluse dans la matrice solide avec des conséquences sur les caractéristiques poro-mécaniques des matériaux. Ce point particulier sera discuté dans la section 4.1.3 c).

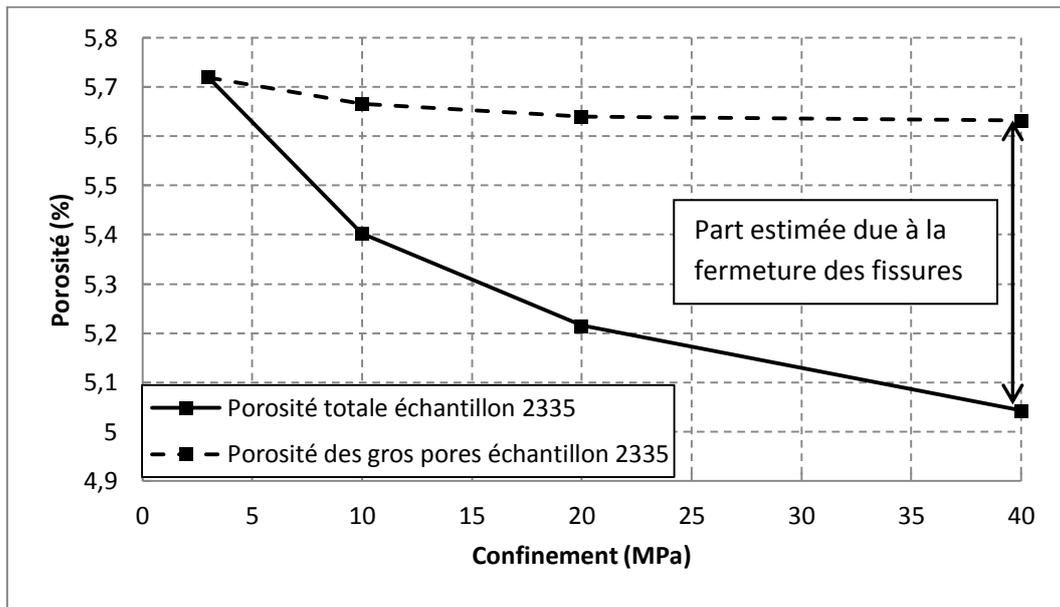


Figure 4-6 Porosité totale et porosité des gros pores pour échantillon 2335

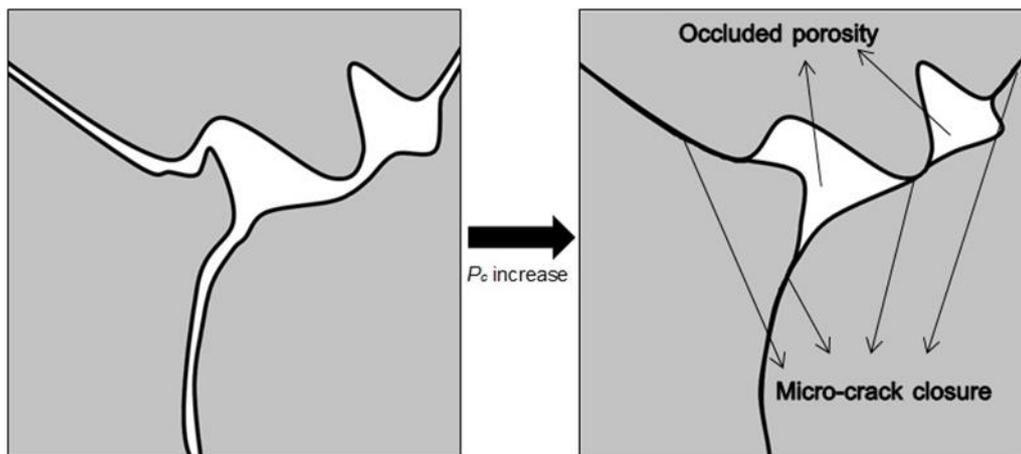


Figure 4-7 Représentation de l'effet de piégeage de pores

b) Relation perméabilité-porosité

De nombreux modèles empiriques existent dans la littérature pour relier la perméabilité au gaz à la porosité mais ce sont des relations de type loi puissance que nous retrouvons le plus souvent [75] pour les grès «tight» soumis à une pression de confinement :

$$\frac{K}{K_0} = \left(\frac{\phi}{\phi_0} \right)^\alpha \quad (4.1.4)$$

Plusieurs valeurs de α ont été proposées, en fonction de la forme des pores. Par exemple, pour les pores circulaires, la valeur proposée pour α est de 2 [72, 88, 89], entre 2 et 3 pour les pores elliptiques [72, 90, 91] et 3 pour les fractures [72, 73, 92]. Il s'agit là de cas «idéaux» (assez éloignés de la complexité et de la variabilité des pores présents au sein d'un seul matériau) mais il faut retenir de ces publications que le coefficient α ne peut pas avoir de valeur 'universelle' valable pour tous les milieux poreux. En effet, la perméabilité d'un milieu poreux change si la forme des pores change (même à porosité constante) et la proportion de la porosité effective, qui contrôle l'écoulement peut également varier [93]. Zheng et al. [73] ont fait un bilan assez exhaustif des valeurs expérimentales que nous pouvons trouver pour α dans de nombreuses publications. Nous pouvons trouver de très larges variations (de 4,6 à 25,4) en particulier pour les grès peu perméables et de 7 à 70,2 pour des échantillons de schiste silteux. Pour le grès «tight» Ordovicien étudié dans cette thèse, les valeurs trouvées s'étalent de 8,38 à 19,31 (cf. Figure 4-8 et Tableau 4-6), ce qui est cohérent avec la littérature. Ces résultats permettent de confirmer un écoulement dominé par la présence de microfissures [70, 73, 80, 94, 95]. Leurs rapports hauteur-largeur et leur grande compressibilité par rapport aux gros pores conduisent à une très forte diminution des perméabilités pour de faibles variations de porosité ceci se traduit par un coefficient α qui peut être grand.

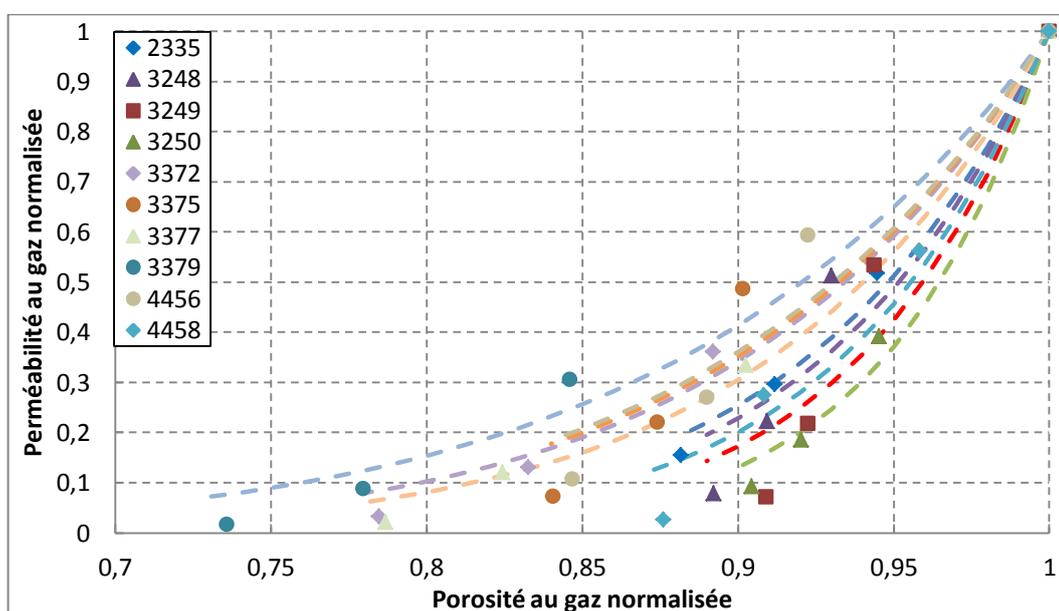


Figure 4-8 Fittage de la relation perméabilité-porosité par la loi de puissance

Tableau 4-6 Coefficient de la relation perméabilité-porosité et R^2

Référence	α	R^2	Référence	α	R^2

2335	13,02	0,99	3375	9,91	0,94
3248	13,99	0,92	3377	11,26	0,99
3249	16,68	0,92	3379	8,38	0,99
3250	19,31	0,99	4456	9,68	0,94
3372	10,20	0,99	4458	15,26	0,97

De plus, la porosité du grès étudié est mixte (gros pores et fissures) ce qui, a priori, n'est pas compatible avec l'application d'une loi en puissance faisant intervenir une unique valeur de α , capable de tenir compte de tous les phénomènes physiques affectant le lien perméabilité-porosité. Dans la Figure 4-6 présentée auparavant, la variation de porosité (ϕ/ϕ_0) a été scindée en deux parties : (ϕ/ϕ_0) due à la contraction des gros pores et (ϕ/ϕ_0)_p qui est supposée être due à la fermeture des microfissures. Si cette partie ne représente que le volume de fissures qui se ferment et que cela contrôle l'écoulement alors nous devrions obtenir une variation de perméabilité K/K_0 variant avec une loi cubique ($\alpha = 3$) en fonction de (ϕ/ϕ_0)_p [73, 90, 92, 93]. La Figure 4-9 et le Tableau 4-7 présentent du fittage K/K_0 en fonction de (ϕ/ϕ_0)_p. Il apparaît que le coefficient α obtenu est plus proche de 1 que de 3. Expérimentalement cela traduit qu'une variation donnée de perméabilité nécessite une plus grande variation de porosité que celle qui serait nécessaire si elle n'était due qu'à la fermeture de fissures. En d'autres termes, ce résultat est une probable indication que la fermeture des fissures a pour effet de piéger une partie de porosité (des « gros pores ») qui participe peu à l'écoulement. L'étude de cette porosité piégée fait l'objet de la partie suivante.

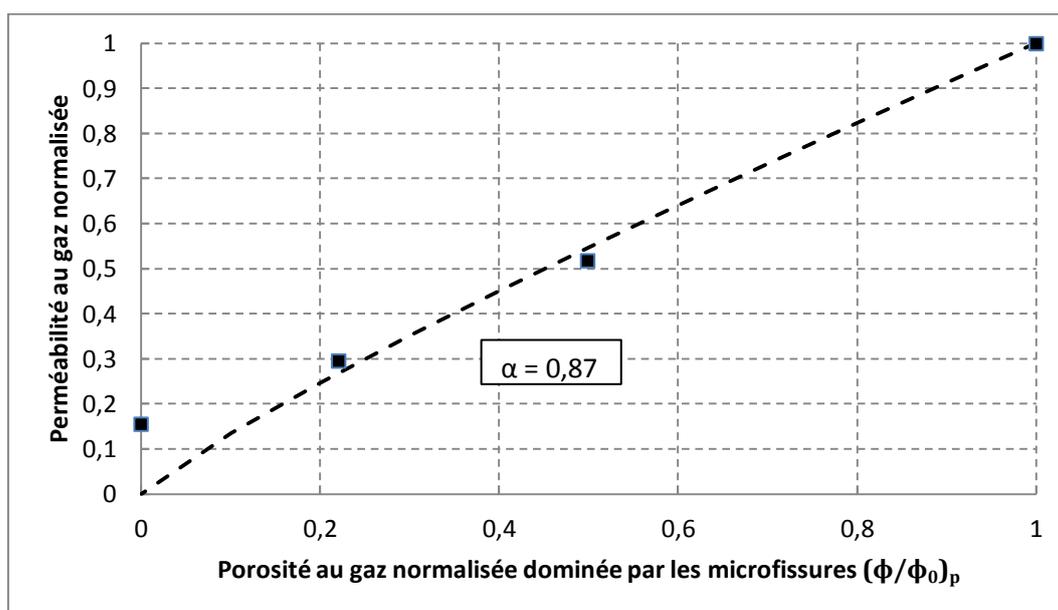


Figure 4-9 Fittage de la relation perméabilité-porosité dominée par les microfissures pour l'échantillon 2335

Tableau 4-7 Coefficient de la relation perméabilité-porosité dominée par les microfissures et R^2

Référence	α	R^2	Référence	α	R^2
2335	0,87	0,94	3375	0,76	0,98
3248	0,63	0,98	3377	1,52	0,99
3249	0,63	0,99	3379	1,12	0,99
3250	0,84	0,98	4456	0,81	0,96
3372	1,25	0,99	4458	1,03	0,96

c) Variation de la porosité mesurée au gaz – porosité piégée

Dans les deux parties 4.1.3 a) et b), nous avons indiqué la possibilité de piéger de la porosité dans la matrice rocheuse, spécialement dès les faibles valeurs de confinement. Nous allons présenter ici les résultats de tests qui confirment, selon nous, qu'une partie importante de la porosité est effectivement «entrappée» dans la matrice. La relation (4.1.2) a montré que la variation de porosité est, d'un point de vue poro-mécanique, toujours inférieure à la variation relative de volume du squelette.

Expérimentalement afin de faire la comparaison, la déformation du squelette ε_v est mesurée comme indiqué précédemment par des capteurs LVDT (cf. Tableau 4-4), au cours du confinement. La variation de porosité et de la perméabilité sont mesurées simultanément. Nous pouvons alors tracer la différence entre les déformations du volume poreux et de l'échantillon ($\Delta V_{pore} - \Delta V_{bulk}$) en fonction du confinement (Figure 4-10). Tous les échantillons présentent, au début du confinement (jusqu'à 10MPa), $\Delta V_{pore} > \Delta V_{bulk}$, ce qui est contradictoire avec la relation (4.1.2). Cela veut dire que, dans cette phase, la «perte» de porosité est plus grande que la variation de volume de l'échantillon, c'est-à-dire que, le gaz ne peut plus accéder à certains pores qui sont alors considérés comme déconnectés ou piégés dans la matrice solide. Entre 10 et 20 MPa de confinement certains échantillons continuent à présenter un entrapage des pores tandis que, pour d'autres, l'inégalité s'inverse et nous avons $\Delta V_{pore} < \Delta V_{bulk}$. Au-delà de 20 MPa le phénomène s'accroît et $\Delta V_{pore} < \Delta V_{bulk}$ pour presque tous les échantillons. Ceci traduit que les fissures de faible ouverture initiale sont (presque) toutes fermées et que nous retrouvons un comportement qui redevient cohérent avec la relation (4.1.2).

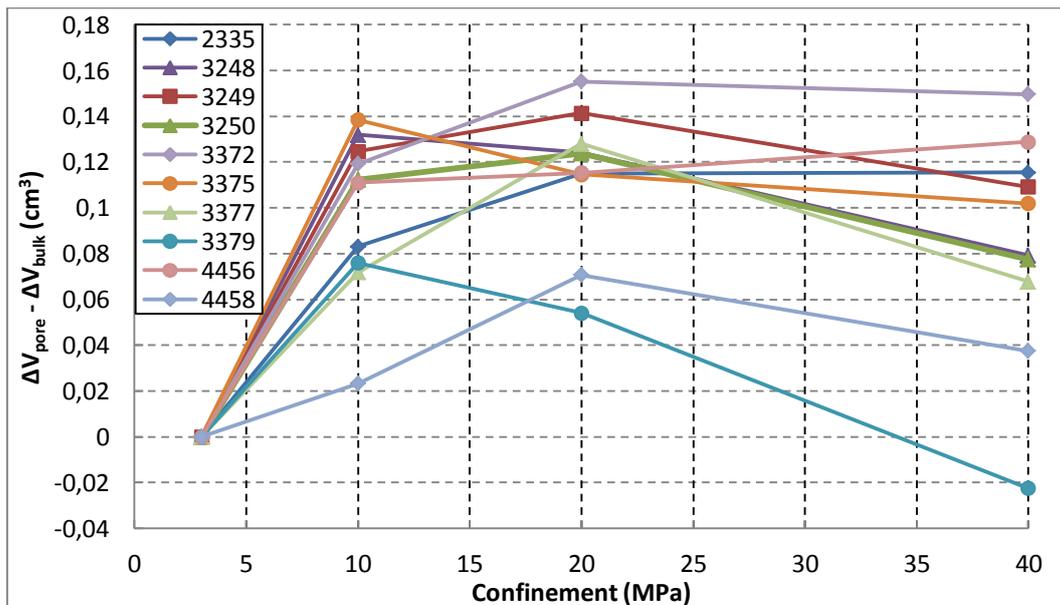


Figure 4-10 Différence de $\Delta V_{pore} - \Delta V_{bulk}$ en fonction du confinement

Pour mieux cerner le phénomène, deux tests complémentaires ont été effectués sur les échantillons 3372 et 3377. Ces tests visent à évaluer le degré de réversibilité des phénomènes en mesurant de nouveau la perméabilité et la variation de porosité sur un autre cycle de confinement. La Figure 4-11 permet de comparer la variation de porosité au cours des deux phases de chargement successives. Nous pouvons remarquer que le piégeage des pores est en partie réversible car dans la première phase de confinement (jusqu'à 10MPa) nous retrouvons $\Delta V_{pore} > \Delta V_{bulk}$. Toutefois le phénomène est moins marqué que lors du premier chargement. Nous pouvons noter en parallèle que la perméabilité K_0 pour les deux échantillons a été divisée par un facteur de 1,5 entre le 1^{er} et le 2^{ème} test.

Ceci peut être interprété par la réouverture partielle de microfissures au cours du déchargement et reste cohérent avec l'affirmation que certains pores sont restés piégés. Au-delà de 20MPa, le comportement est quasi inchangé ce qui conforte l'idée qu'à ce stade, la majorité des microfissures de faible ouverture initiale sont fermées et que la variation de volume des gros pores gouverne la variation de porosité. Entre 10 et 20 MPa nous sommes dans un cas intermédiaire qui confirme que nous piégeons encore quelques pores. La Figure 4-12 donne la variation de perméabilité en fonction de la variation de porosité. Globalement les différences sont peu marquées même si dans le deuxième cas la perméabilité semble un peu plus sensible à cette variation relative de porosité.

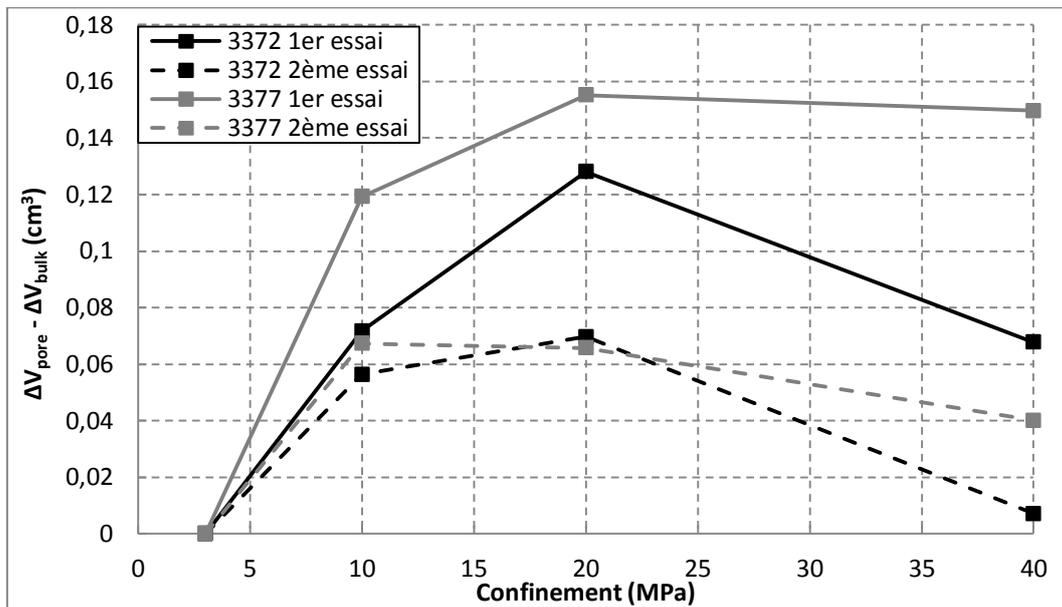
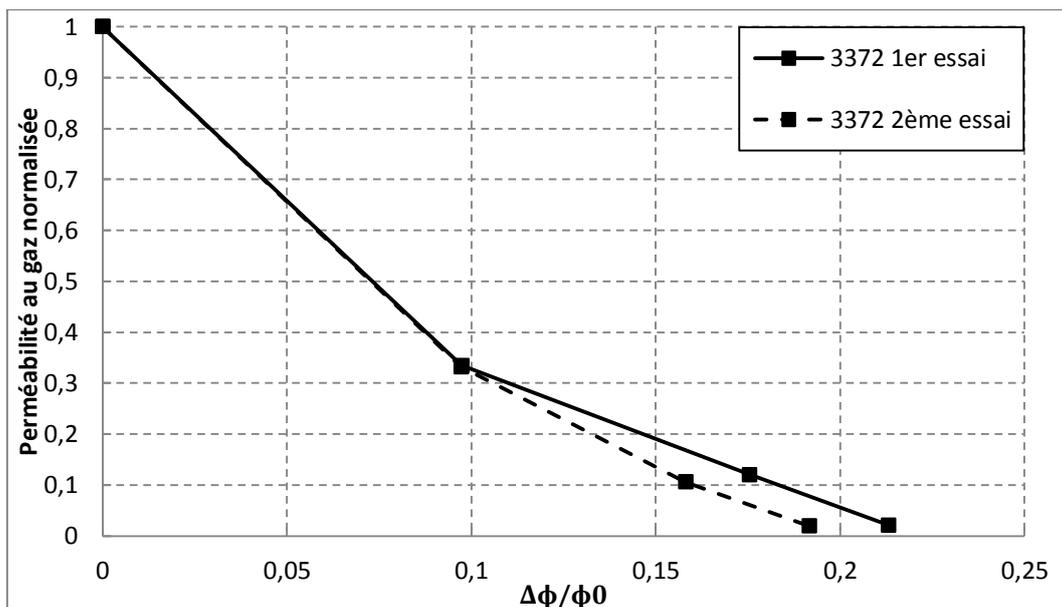


Figure 4-11 Différence de $\Delta V_{pore} - \Delta V_{bulk}$ au cours des deux chargements successives pour échantillons 3372 et 3377



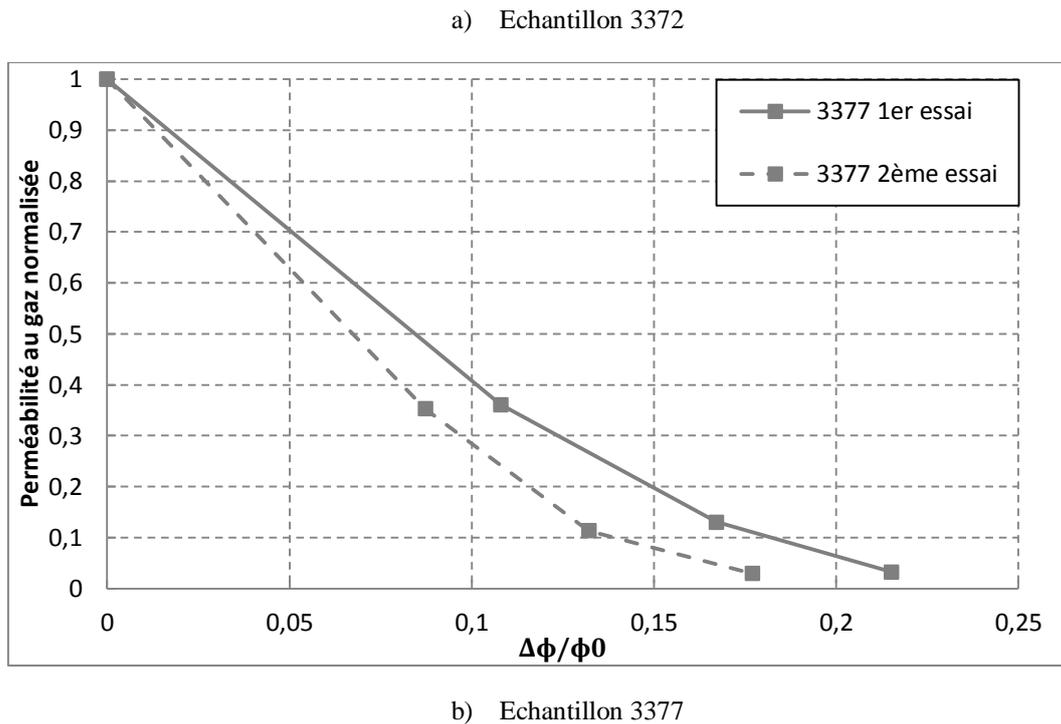


Figure 4-12 Perméabilité au gaz normalisée en fonction de la variation relative du volume poreux au cours des deux chargements successives

4.1.4 Propriétés poro-mécaniques

Il semble naturel de compléter les mesures directes de porosité par des mesures de propriétés poro-mécaniques telles les rigidités du squelette et/ou de la matrice solide. Nous pouvons en effet souligner que si l'hypothèse de fermeture de fissures couplée avec du piégeage de porosité est valide alors les conséquences probables seront :

- Une augmentation de la rigidité K_b du squelette avec le confinement. Cette augmentation (en l'absence de pore collapse qui est peu probable pour ce type de grès) sera due à la fermeture des fissures. Qu'il y ait ou non de la porosité piégée ne jouera pas sur K_b .
- Une compétition possible entre une augmentation de la rigidité K_s de la matrice solide due à la fermeture de fissures non connectées qui y seraient présentes et une diminution de rigidité due au piégeage de pores qui rendrait cette matrice plus souple avec le confinement. C'est un effet qui peut sembler paradoxal mais qui a déjà été identifié pour des mortiers chauffés [87].

Les Figure 4-13 et Figure 4-14 présentent les différents résultats obtenus en suivant le protocole de mesure présenté à la section 2.9. Dans la Figure 4-13 nous pouvons observer que pour tous les échantillons, le module séant K_b augmente très significativement d'un facteur proche de 4 entre 3 et 40 MPa. L'augmentation de K_b est plus forte au début du chargement. Ceci va dans le sens d'une

fermeture de fissures. La variation du module K_s suit très logiquement ce qui a été souligné auparavant car aux faibles confinements K_s diminue lorsque le confinement augmente (Figure 4-14). Ceci va dans le sens d'un piégeage de la porosité dans la matrice. Pour les confinements plus élevés (au-delà de 20 MPa) nous retrouvons un comportement plus 'logique' car K_s augmente avec le confinement. Cette rigidification est liée à la fermeture de fissures internes à la matrice. Ceci est cohérent avec les observations précédentes (cf. Figure 4-10) qui montraient qu'au-delà de 20 MPa, le piégeage de pores était moins présent.

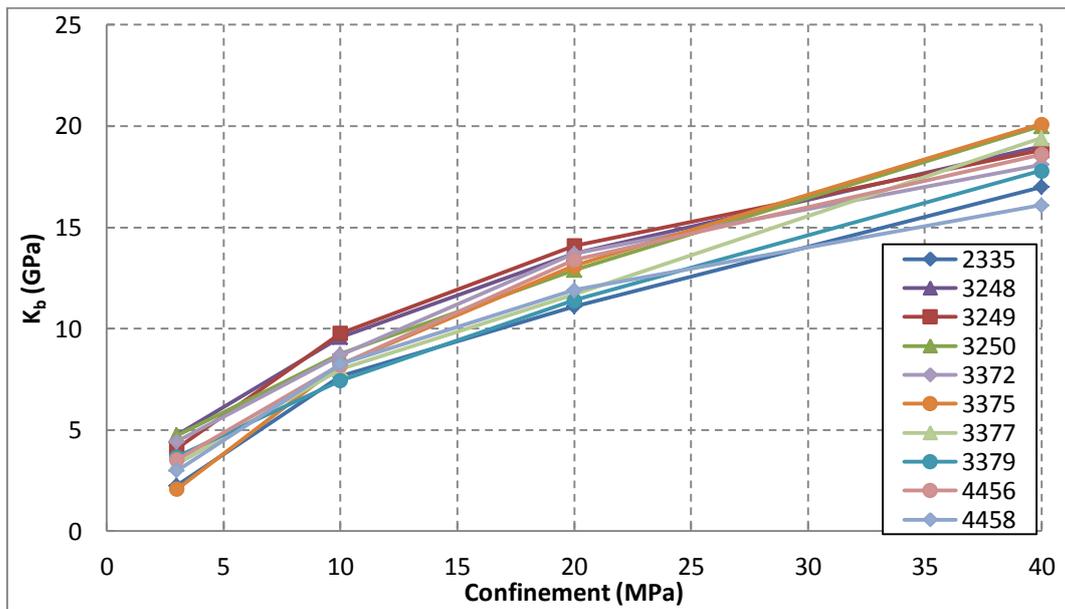


Figure 4-13 Module d'incompressibilité drainé K_b , en fonction du confinement

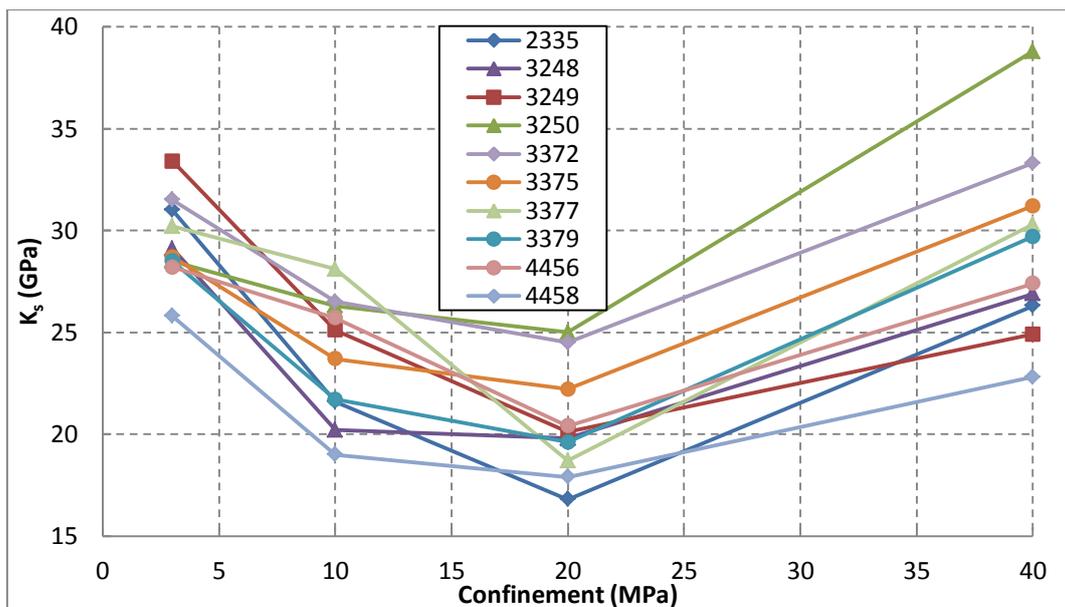


Figure 4-14 Module d'incompressibilité de la matrice solide K_s , en fonction du confinement

Il est également intéressant d'observer la variation du coefficient de Biot avec la pression de confinement. La Figure 4-15 présente l'ensemble de ces résultats. Il apparaît qu'à faible confinement, le coefficient de Biot de tous les échantillons est élevé entre 0,83 et 0,99. Ces valeurs correspondent à un milieu très fractionné. Rappelons que pour un sable par exemple, dans lequel le squelette présente peu de rigidité devant celle des éléments qui le composent (matrice rocheuse), le coefficient de Biot est proche de 1. Le coefficient de Biot diminue ensuite progressivement jusqu'à 20 MPa, traduisant la fermeture des fissures qui entraîne également une augmentation du module K_b . Dans le même temps, le piégeage de la porosité entraîne une diminution de K_s . Au-delà de 20 MPa, K_b et K_s augmentent simultanément et le coefficient de Biot 'converge' vers une valeur usuelle pour un grès entre 0,55 et 0,7. Ce type de comportement a aussi été constaté dans d'autres études [66, 96-99]. En outre, Hu et al. [100] ont observé dans les grès endommagés, que le coefficient de Biot augmente avec la contrainte axiale qui conduit à la réouverture des pores fermés induit par la propagation des fissures.

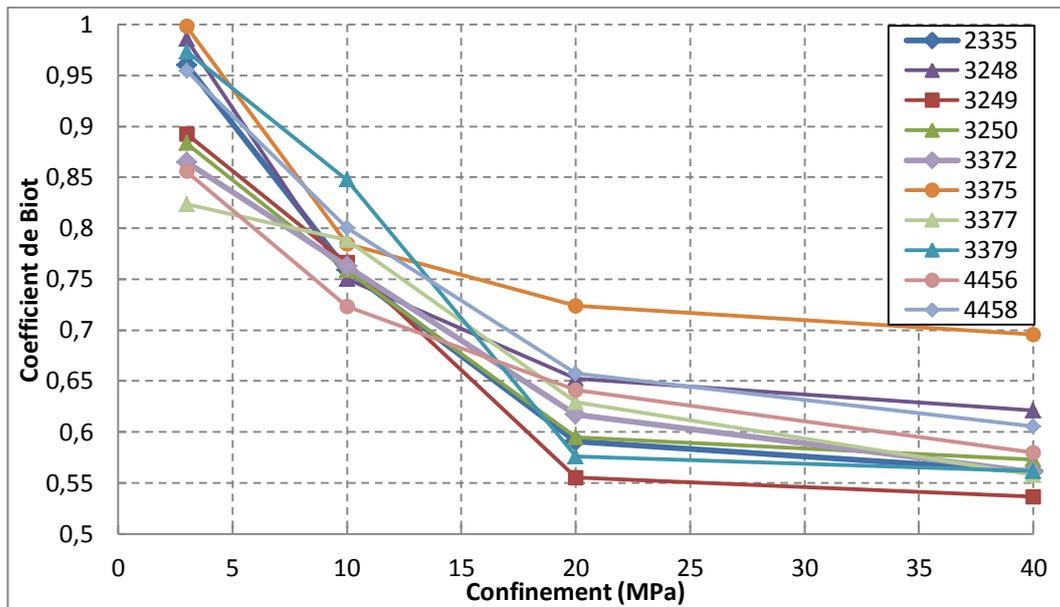


Figure 4-15 Coefficient de Biot en fonction du confinement

La Figure 4-16 présente l'évolution du coefficient de Biot en fonction de la porosité piégée déterminée dans la section 4.1.3. Il apparaît assez clairement une relation entre ces deux mesures allant dans le sens des hypothèses formulées. Ce point sera rediscuté dans la section 4.2 lors de la mise en place d'un modèle micromécanique simplifié permettant de tester la validité de ces hypothèses.

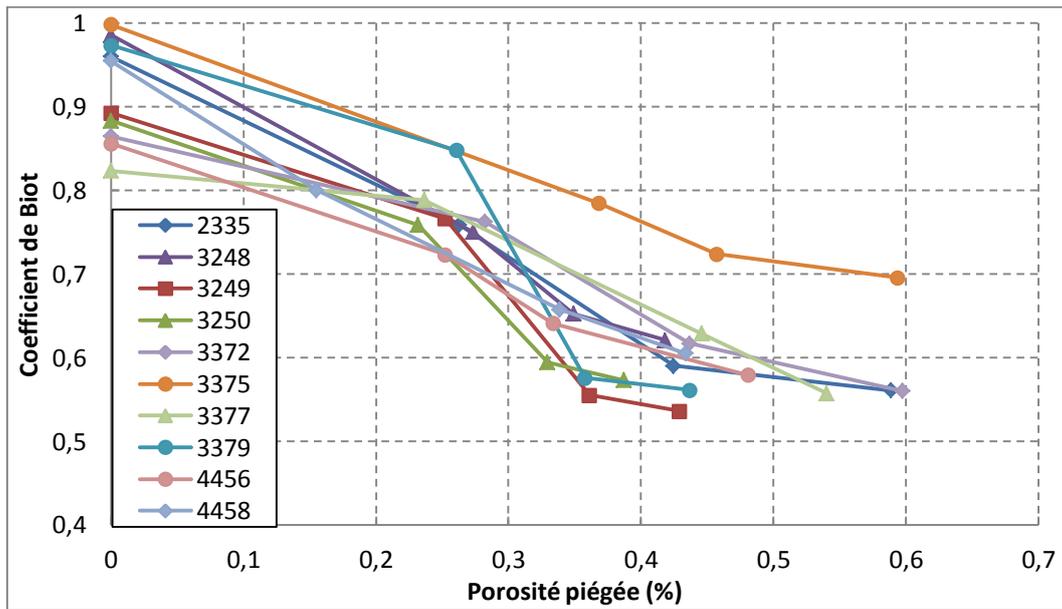


Figure 4-16 Coefficient de Biot en fonction de la porosité piégée

4.1.5 Conclusion

Cette étude sur des échantillons de grès «tight» étudié à l'état sec avait pour but d'identifier certains des phénomènes physiques qui sont à l'origine de la grande sensibilité au confinement de la perméabilité au gaz de ces matériaux. C'est une première étape indispensable avant d'y associer l'effet de la saturation en eau qui devrait exacerber cette sensibilité. Nous considérons souvent que c'est la fermeture des fissures qui est à l'origine de la chute de perméabilité avec la pression hydrostatique. Les informations recueillies dans cette campagne expérimentale et l'analyse des résultats permettent d'aller, pour ce grès, au-delà de la simple fermeture de fissures.

Des essais particuliers ont été mis au point et affinés pour pouvoir mesurer la variation de porosité au gaz en fonction du confinement, simultanément avec des mesures de perméabilité et de propriétés poro-mécaniques. Des observations microscopiques ont d'abord montré que le réseau poreux du matériau est composé de larges pores reliés entre eux par des microfissures. Les premiers essais ont ensuite indiqué que la chute de perméabilité était très forte dès l'application du confinement, traduisant la fermeture de fissures mais que la variation simultanée de porosité était trop forte pour être compatible avec le volume de microfissures. Cela laissait supposer que la fermeture de fissures avait pour effet de piéger de la porosité dans la matrice solide. Les mesures de diminution de volume poreux comparées à la déformation de volume des échantillons ont alors clairement validé cette hypothèse jusqu'à un confinement de 20MPa. Au-delà les fissures sont (presque toutes) fermées et le matériau se comporte plus «classiquement». Ce piégeage de pores, qui est partiellement réversible et associé à la

fermeture des fissures, se traduit en parallèle par de très nettes variations du module de compressibilité du squelette K_b et de la matrice solide K_s . Ces variations confirment entièrement l'hypothèse d'un piégeage de pores dû au confinement. Elles impliquent en parallèle une variation du coefficient de Biot de ce grès qui à faible confinement est proche de 1, comme pour un milieu fractionné pour finalement atteindre une valeur usuelle de 0,5 à 0,7 à fort confinement. Ces phénomènes physiques seront des outils précieux pour analyser ultérieurement l'impact combiné de la saturation en eau et du confinement sur la perméabilité effective au gaz d'un tel type de grès.

4.2 Modèles micromécaniques du coefficient de Biot et de la perméabilité à l'état sec

4.2.1 Introduction

Comme nous l'avons vu au paragraphe 4.1, le comportement lié à la fermeture des microfissures (y compris le piégeage des pores dans la matrice solide) a un impact important sur les propriétés des grès «tight». Afin de mieux en cerner les mécanismes impliqués et leur possible contribution aux effets obtenus, un modèle micromécanique a été mise en place.

Dans un premier temps, nous nous intéresserons aux propriétés poro-mécaniques, et particulièrement au coefficient de Biot. Les résultats expérimentaux (cf. section 4.1.4) obtenus ont montré que ce coefficient était proche de 1 à faible confinement et diminuait ensuite progressivement avec l'augmentation de confinement pour atteindre une valeur usuelle pour un grès. Le modèle micromécanique simplifié qui a été mis en œuvre ici vise principalement à reproduire les mécanismes de fermeture des microfissures et le piégeage des pores afin d'observer leur effet sur le coefficient de Biot.

Par la suite, ce sera l'effet du chargement mécanique sur la perméabilité qui sera modélisé. Comme nous l'avons vu précédemment (cf. section 4.1.2), la perméabilité est principalement contrôlée par l'ouverture des fissures qui occupent très peu de volume poreux mais peuvent effectivement agir en tant que le passage principal d'écoulement. Le modèle de perméabilité présenté est basé sur le modèle micromécanique précédent et sur les travaux antérieurs de Dormieux et al. [101].

4.2.2 Approche micromécanique des propriétés poro-mécaniques

Nous nous intéressons dans cette section à la modélisation des propriétés poro-mécaniques du grès «tight» qui est considéré comme un matériau granulaire poreux. Selon les observations microscopiques de Duan et al. [53] sur les grès de la même origine que ceux étudiés dans cette thèse (cf. section 4.1.2), la roche est constituée de grains de quartz partiellement cimentés la zone de contact entre les grains construisant le joint de grains. Du point de vue de la modélisation, les grains de quartz

et leur contours sont représentés par des grains composites, constitués d'un grain élastique entouré d'une interface élastique correspondant à la zone de contact entre les grains, représenté comme une interface bidimensionnelle [102].

Le volume élémentaire représentatif (VER) Ω (cf. Figure 4-17), de volume $|\Omega|$, est constitué de deux phases : une phase solide représentant les grains composites Ω_g , avec $\Omega_g = \cup_i G_i$ et une phase poreuse Ω_p . Nous définissons l'échelle microscopique comme celle qui révèle l'hétérogénéité de la microstructure, c'est-à-dire les grains, leurs interfaces et les pores. A l'échelle macroscopique, le VER est considéré comme une structure homogénéisée composée des grains et des pores. Le vecteur z est défini comme le vecteur de position à l'échelle microscopique dans le VER. Si $a(z)$ est un champ défini sur Ω à l'échelle microscopique, sa moyenne est désigné par \bar{a} :

$$\bar{a} = \frac{1}{|\Omega|} \int_{\Omega} a(z) dV \quad (4.2.1)$$

Similairement, nous introduisons également les moyennes intrinsèques \bar{a}^α (avec $\alpha = g$ ou p) sur Ω_α :

$$\bar{a}^\alpha = \frac{1}{|\Omega_\alpha|} \int_{\Omega_\alpha} a(z) dV \quad (4.2.2)$$

D'après leurs définitions, \bar{a} et \bar{a}^α sont des quantités macroscopiques.

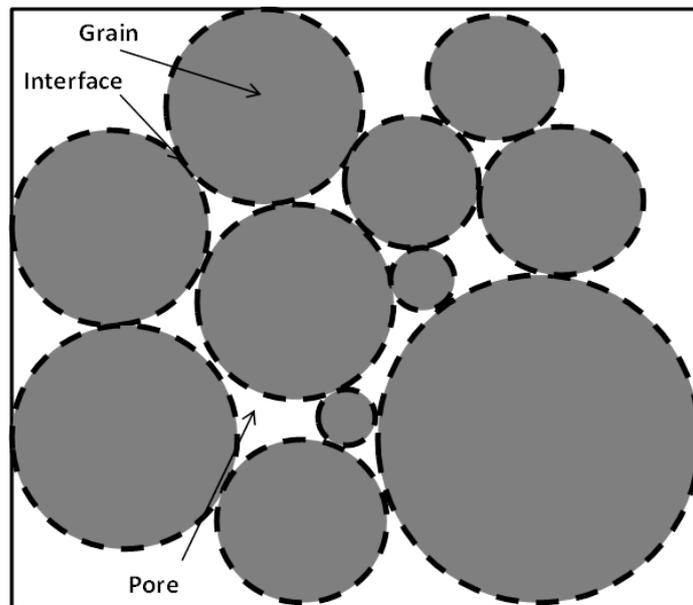


Figure 4-17 Volume élémentaire représentatif du grès «tight»

a) Modèle morphologique

Le comportement poro-mécanique considéré dans cette étude est celui au voisinage d'un état sous la contrainte macroscopique donné, qui est pris en compte comme l'état de référence pour ce modèle.

Nous nous plaçons dans des conditions identiques à celles des expériences. On détermine le coefficient de Biot au voisinage d'un état de chargement (ou déchargement) donné (et de porosité piégée donnée). Nous considérons en effet des incréments de charges ou de décharges autour de cet état de référence correspondants à la mesure expérimentale. Nous appelons pour la suite le comportement poro-mécanique d'un assemblage de grains avec interface et de pores au voisinage d'un état de porosité piégée donné le comportement tangent.

Le comportement poro-mécanique tangent d'une interface est caractérisé par une rigidité normale k_n , une rigidité tangentielle k_t , ainsi qu'un coefficient de Biot γ [30]. Nous supposons que tous les interfaces ont le même comportement tangent.

Nous désignons : le vecteur normal à l'interface par \mathbf{n} ; le vecteur contrainte agissant sur l'interface par \mathbf{T} ; la pression dans les pores par p ; le saut de déplacement dans l'interface par $[\mathbf{u}]$.

Ainsi, la loi constitutive de l'interface s'écrit :

$$\begin{cases} d\mathbf{T} \cdot \mathbf{n} = k_n [\mathbf{d}\mathbf{u} \cdot \mathbf{n}] - \gamma dp \\ d\mathbf{T}_t = k_t [\mathbf{d}\mathbf{u}_t] \end{cases} \quad (4.2.3)$$

avec $\mathbf{T}_t = \mathbf{T} - (\mathbf{T} \cdot \mathbf{n})\mathbf{n}$ et $\mathbf{u}_t = \mathbf{u} - (\mathbf{u} \cdot \mathbf{n})\mathbf{n}$.

En prenant en compte la fermeture des microfissures et le piégeage des pores, l'assemblage des grains avec leurs interfaces et des pores est constitué de quatre composants différents :

- Pores saturés du gaz de fraction volumique $\phi - \phi_p$
- Pores piégés de fraction volumique ϕ_p
- Grains avec une interface saturée du gaz de fraction volumique $1 - \phi - f_p$
- Grains avec une interface fermée de fraction volumique f_p

Les déterminations quantitatives du comportement macroscopique sont liées à la résolution de l'équilibre mécanique utilisant le comportement micromécanique suivant :

$$\begin{cases} z \in G_i : & d\boldsymbol{\sigma} = \mathbb{C}^s : d\boldsymbol{\varepsilon} \\ z \in \partial G_i : & d\mathbf{T} = \mathbf{k}[\mathbf{d}\mathbf{u}] - \gamma dp \mathbf{I} \\ z \in \Omega_p : & d\boldsymbol{\sigma} = -dp \mathbf{I} \end{cases} \quad (4.2.4)$$

où \mathbf{I} est le tenseur identité d'ordre 2 ;

$\boldsymbol{\sigma}$ et $\boldsymbol{\varepsilon}$ sont respectivement la contrainte sur le grain et la déformation du grain ;

$[\mathbf{du}]$ est le saut de déplacement, $[\mathbf{du}] = \mathbf{du}(R^+) - \mathbf{du}(R^-)$;

\mathbb{C}^s est la rigidité du grain, ici nous supposons que le grain est incompressible, donc $\mathbb{C}^s \rightarrow \infty$.

Nous supposons que le coefficient de Biot $\gamma = 1$ pour les interfaces ouvertes, $\gamma = 0$ pour les interfaces fermées et la pression interstitielle $p = 0$ pour les pores fermés. Le champ de déplacement incrémental uniforme est appliqué comme conditions aux limites sur la frontière $\partial\Omega$ du VER :

$$(\forall z \in \partial\Omega) \quad \mathbf{du}(z) = (\mathbf{dE}_0) \cdot z \quad (4.2.5)$$

Pour le cas drainé dans le cadre de l'élasticité linéaire, la contrainte incrémentale macroscopique s'écrit :

$$\mathbf{d\Sigma} = \mathbb{C}^{eff} : \mathbf{dE} + dp \mathbf{B}^{macro} \quad (4.2.6)$$

où \mathbb{C}^{eff} est la rigidité effective tangente du milieu homogénéisé ;

\mathbf{B}^{macro} est le tenseur de Biot équivalent (de seconde ordre). Dans le cas d'un milieu isotrope, $\mathbf{B}^{macro} = b\mathbf{I}$.

Afin de déterminer \mathbb{C}^{eff} , \mathbf{B}^{macro} et la déformation moyenne incrémentale des pores et des grains, il est nécessaire de mettre en place un schéma d'homogénéisation afin d'exprimer ces grandeurs poromécanique.

b) Modélisation du coefficient de Biot

L'homogénéisation utilisant le schéma auto-cohérent paraît être la plus adapté pour déterminer le comportement homogénéisé d'un milieu granulaire de type polycristallin [101, 103-105]. Le principe du schéma auto-cohérent consiste à supposer que chaque phase (grain composite ou pore) réagit à la charge mécanique appliquée au VER comme si il s'agissait d'une inclusion plongée dans un milieu homogénéisé dont nous cherchons à déterminer le comportement poromécanique. Par souci de simplification, une forme sphérique sera utilisée pour représenter les inclusions, qu'il s'agisse des grains composites ou des pores.

Afin de mettre en œuvre le schéma auto-cohérent, les solutions correspondant aux deux problèmes principaux de type «Eshelby» [106] pour les grains composites et les pores (voir Figure

4-18) doivent être dérivés. Dans chaque cas, l'inclusion est plongée dans un milieu infini de rigidité \mathbb{C}^{eff} , soumis aux conditions aux limites présentées dans la relation (4.2.5) et à une pression interstitielle uniforme dans les pores et les interfaces ouvertes.

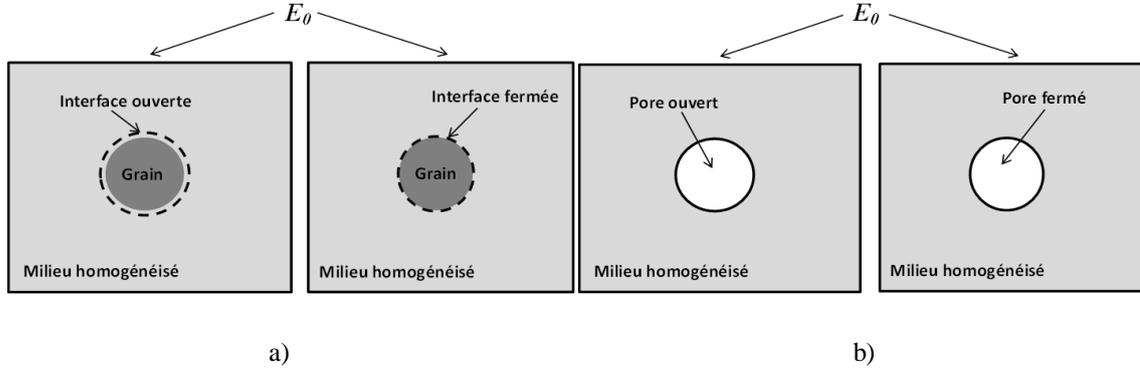


Figure 4-18 Schéma auto-cohérent pour le modèle poro-mécanique : a) grain composite avec l'interface ouverte/fermée ; b) pore ouvert/fermé

Pour ce qui est du grain composite (de rayon R), il s'agit de résoudre le problème suivant :

$$\begin{cases} r < R & d\boldsymbol{\sigma} = \mathbb{C}^s : d\boldsymbol{\varepsilon} \\ r = R & d\mathbf{T} = \mathbf{k} [d\mathbf{u}] - \gamma dp \mathbf{I} \\ r > R & d\boldsymbol{\sigma} = \mathbb{C}^{eff} : d\boldsymbol{\varepsilon} \end{cases} \quad (4.2.7)$$

En s'inspirant de Dormieux et al. [106], nous écrivons d'abord le champ de déplacement sous la forme :

$$u(r) = a \cdot r + \frac{b}{r^2} \quad (4.2.8)$$

où a et b sont deux paramètres à déterminer. Le paramètre a est déduit de la condition aux limites pour le cas isotrope $\mathbf{u} = E_0 \mathbf{I} \cdot \mathbf{z}$ qui implique :

$$a = E_0 \quad (4.2.9)$$

La continuité de la contrainte sur la surface de grain ($r = R$) implique quant à elle que:

$$\sigma_{rr}(R) = k_{nt} u_{in} - \gamma p \quad (4.2.10)$$

avec $u_{in} = u(R)$. La contrainte radiale est calculée d'après le champ de déplacement :

$$\sigma_{rr}(r) = 2\mu^{eff} \cdot \frac{\partial u(r)}{\partial r} + \lambda^{eff} \left(\frac{\partial u(r)}{\partial r} + 2 \frac{u(r)}{r} \right) \quad (4.2.11)$$

avec u^{eff} et λ^{eff} les coefficients de Lamé. En utilisant (4.2.10) et (4.2.11), nous pouvons déduire les expressions de b et u_{in} :

$$b = \frac{2\mu^{eff} R^3 E_0 - k_m R^4 E_0 + 3\lambda^{eff} R^3 E_0 + \gamma p R^3}{4\mu^{eff} + k_m R} \quad (4.2.12)$$

$$u_{in} = \frac{6\mu^{eff} R E_0 + 3\lambda^{eff} R E_0 + \gamma p R}{4\mu^{eff} + k_m R}$$

Donc la déformation de grain composite est calculée par :

$$\varepsilon^{gc} = \frac{u_{in}}{R} = \frac{3\lambda^{eff} E_0 + 6\mu^{eff} E_0 + \gamma p}{4\mu^{eff} + k_m R} \quad (4.2.13)$$

Le problème concernant le pore est un problème classique de type 'Eshelby' pour lequel l'inclusion est une cavité de forme sphérique. La solution pour les pores prend la forme [106] :

$$\begin{cases} d\bar{\varepsilon}^p = (\mathbb{I} - \mathbb{P} : \mathbb{C}^{eff})^{-1} : (d\mathbf{E}_0 + dp\mathbb{P} : \mathbf{I}) \\ d\bar{\sigma}^p = -dp\mathbf{I} \end{cases} \quad (4.2.14)$$

Nous notons que le champ incrémental de la déformation est homogène pour les pores : $d\bar{\varepsilon}^p = d\varepsilon^p(z)$ pour $z \in \Omega_p$. \mathbb{P} désigne le tenseur d'Hill d'une cavité pour le matériau de rigidité \mathbb{C}^{eff} (notons que $dp = 0$ pour les pores fermés) qui prend la forme [106] :

$$\mathbb{P} = \frac{\alpha}{3K^{eff}} \mathbb{J} + \frac{\beta}{2\mu^{eff}} \mathbb{K} \quad (4.2.15)$$

avec $\mathbb{J} = 1/3\mathbf{I} \otimes \mathbf{I}$, $\mathbb{K} = \mathbb{I} - \mathbb{J}$, $\alpha = 3K^{eff} / (3K^{eff} + 4\mu^{eff})$ et $\beta = 6(K^{eff} + 2\mu^{eff}) / (15K^{eff} + 20\mu^{eff})$ [106]. Nous pouvons alors déduire l'expression de la déformation des pores :

$$\varepsilon^p = \frac{E_0 + \alpha p / (3K^{eff})}{1 - \alpha} \quad (4.2.16)$$

avec $p = 0$ pour les pores fermés.

En utilisant (4.2.13) et (4.2.16), la loi de la déformation moyenne donne la déformation macroscopique:

$$E = \phi_p \cdot \frac{E_0}{1-\alpha} + (\phi - \phi_p) \cdot \frac{E_0 + \alpha p / (3K^{eff})}{1-\alpha} + (1-\phi) \cdot \frac{3\lambda^{eff} E_0 + 6\mu^{eff} E_0 + \gamma p}{4\mu^{eff} + k_m R} \quad (4.2.17)$$

Similairement, la loi de la contrainte moyenne permet d'écrire la contrainte macroscopique:

$$\Sigma = (\phi - \phi_p) \cdot p + (1 - \phi - f_p) \cdot (k_m \cdot u_{in} - \gamma p) \quad (4.2.18)$$

Afin de déterminer le comportement mécanique homogénéisé du matériau, en faisant l'hypothèse que $k_m \ll k_n$, K^{eff} et μ^{eff} ont été déterminés précédemment par Malej et al. [107] dans le cas où $\phi < 1/3$:

$$\begin{cases} K^{eff} = \left(\frac{1}{3} - \phi\right) k_m R \\ \mu^{eff} = \frac{3}{8} \left(\frac{1}{3} - \phi\right) k_m R \end{cases} \quad (4.2.19)$$

Le coefficient de Lamé λ^{eff} est alors calculé selon : $\lambda^{eff} = K^{eff} - \frac{2}{3} \cdot \mu^{eff} = \frac{3}{4} \left(\frac{1}{3} - \phi\right) k_m R$.

Nous pouvons remarquer d'après (4.2.17) et (4.2.18) que la loi de la déformation et la contrainte moyenne appliquée sur les pores et les grains composites permettent d'exprimer la déformation macroscopique E en fonction de E_0 et p et d'écrire une relation linéaire entre la contrainte macroscopique Σ , E et p .

Le comportement macroscopique du matériau s'écrit :

$$\Sigma = 3K^{eff} \cdot E + b \cdot p \quad (4.2.20)$$

Nous supposons que la fraction volumique des grains composites ayant une interface fermée f_p est liée à la porosité érigée ϕ_p par la relation :

$$f_p = (1 - \phi) \frac{\phi_p}{\phi} \quad (4.2.21)$$

En introduisant (4.2.17), (4.2.18) et (4.2.19) dans (4.2.20), nous pouvons en déduire l'expression du coefficient de Biot b :

$$b = 1 - \frac{\phi_p}{\phi} \quad (4.2.22)$$

Nous notons que b est une fonction décroissante de ϕ_p et, à l'état initial, quand il n'y a pas de porosité piégée b est égal à 1. L'approche micromécanique montre que la décroissance du coefficient de Biot est liée au piégeage de la porosité à la fermeture des pores.

Deux modèles alternatifs ont été testés et abandonnés :

- Dans le cas simplifié où $1 - \phi - f_p = 0$, que toutes les interfaces sont ouvertes avec $\gamma = 1$, il devient :

$$b = 1 - 3\phi_p \quad (4.2.23)$$

La décroissance du coefficient de Biot reste très faible.

- Dans le cas où $f_p = 0$, que toutes les interfaces sont fermées avec $\gamma = 0$, il devient :

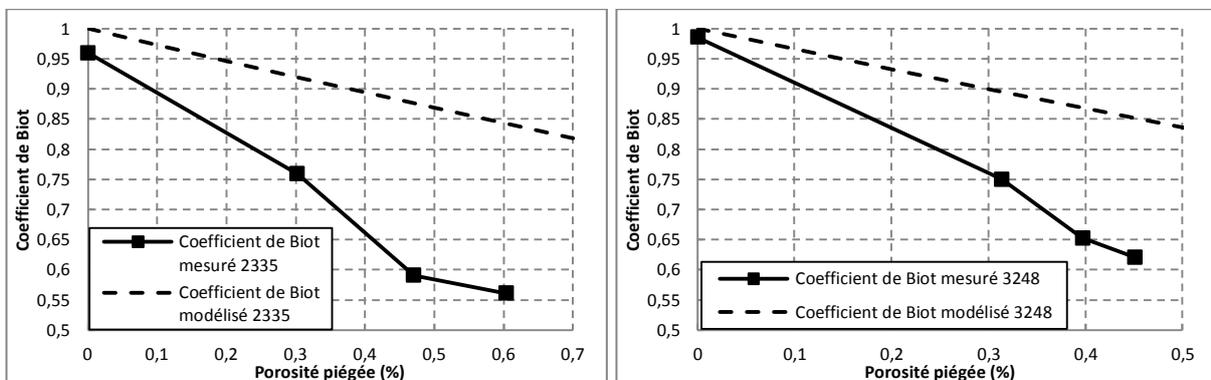
$$b = 3(\phi - \phi_p) \quad (4.2.24)$$

Le coefficient de Biot est de l'ordre de 3ϕ et très différent de 1 sous faible confinement.

Il s'agit maintenant de savoir si les variations observées expérimentalement sont du même ordre de grandeur que celles prévues par le modèle et ainsi pouvoir juger si le piégeage de porosité à lui seul est susceptible d'expliquer les tendances observées

c) Comparaison avec les données expérimentales

La première application du modèle consiste ainsi à modéliser l'évolution du coefficient de Biot du grès «tight» étudié en fonction du chargement mécanique appliqué. D'après notre hypothèse, le piégeage des pores provoqué par la fermeture des interfaces est responsable de la variation de b . Dans un premier temps, nous comparons dans la Figure 4-19 le coefficient de Biot modélisé par la relation (4.2.22) avec les résultats expérimentaux présentés dans la section 4.1.4.



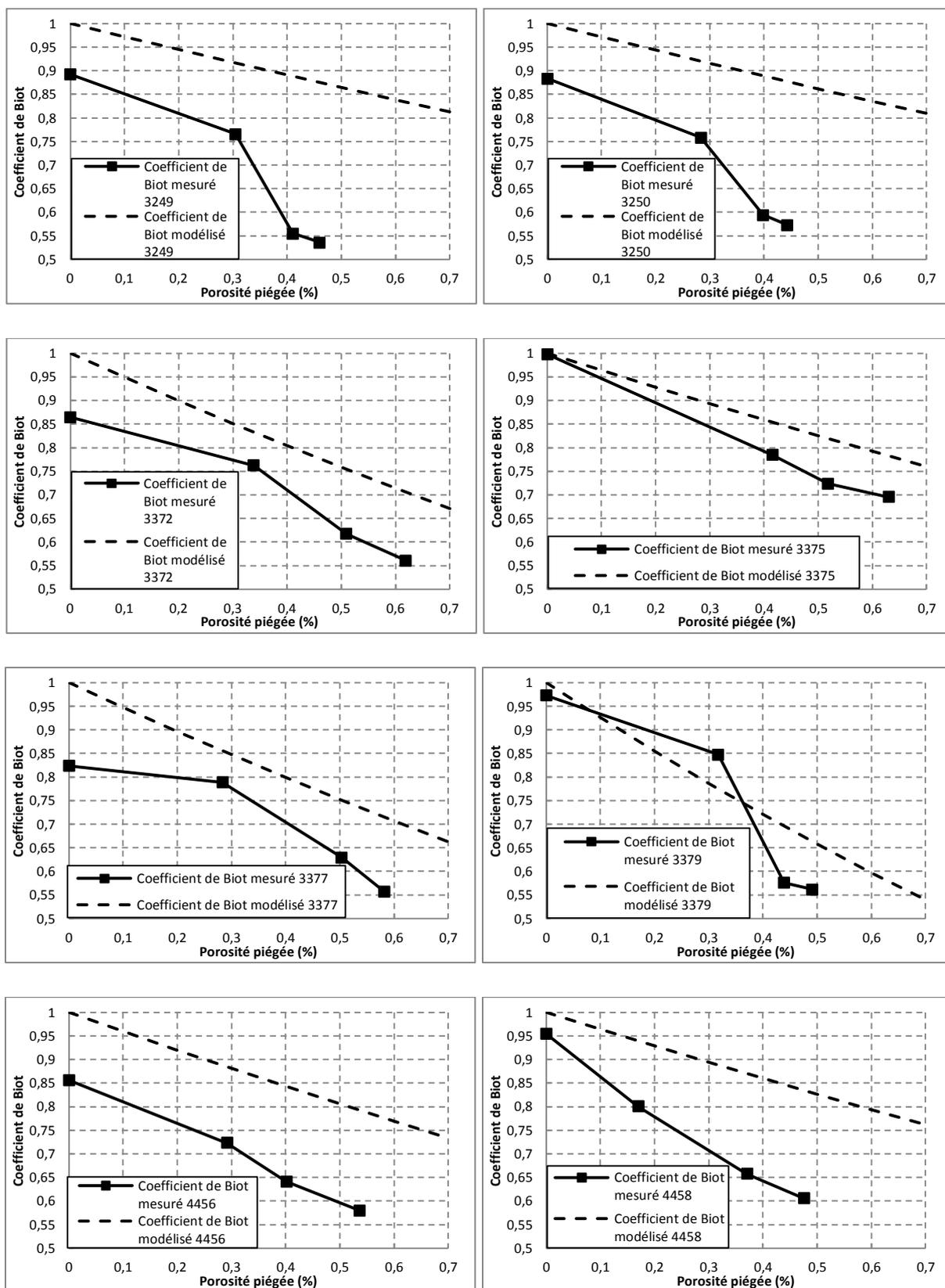


Figure 4-19 Comparaison des résultats modélisés (avec l'hypothèse de (4.2.21)) et expérimentaux du coefficient de Biot

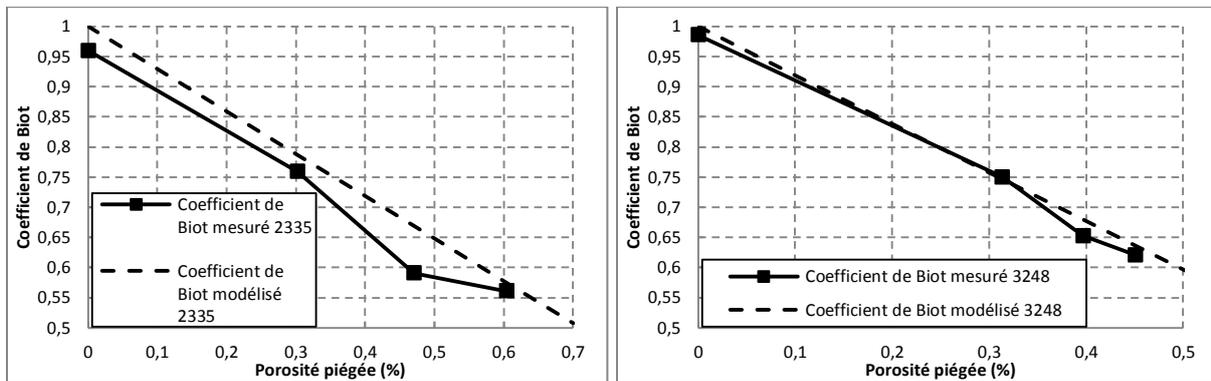
Il apparaît donc d'après la Figure 4-19, que le modèle micromécanique permet bien de relier le piégeage de la porosité et la diminution du coefficient de Biot. Nous constatons cependant que la diminution mesurée expérimentalement est significativement plus importante que celle modélisée. Il paraît raisonnable de penser que l'expression proposée de f_p (cf. relation (4.2.21)) ne soit pas adaptée à tous les matériaux. Nous pouvons en effet supposer que la proportion d'interfaces fermées en fonction de la porosité piégée puisse varier en fonction de la connectivité des pores piégés (c'est-à-dire la proportion d'interfaces qu'il est nécessaire de fermer avant de piéger le pore). Un paramètre de calage est donc introduit, et l'expression de f_p en fonction de ϕ_p est modifiée comme suit :

$$f_p = (1 - \phi) \frac{u \cdot \phi_p}{\phi} + O(\phi_p^2) \quad (4.2.25)$$

Il est naturel de relier la fraction de pores fermés à la fraction d'interfaces fermés, et u est un paramètre qui dépend de la connectivité et des propriétés du réseau poreux. Donc l'expression du coefficient de Biot devient :

$$b = 1 - \frac{(3u - 3)\phi^2 - (4u - 3)\phi + u}{(1 - \phi)\phi} \cdot \phi_p + O(\phi_p^2) \quad (4.2.26)$$

La Figure 4-20 confronte les résultats de ce nouveau modèle aux résultats expérimentaux. Les valeurs de paramètre u pour chaque échantillon sont reportées dans le Tableau 4-8.



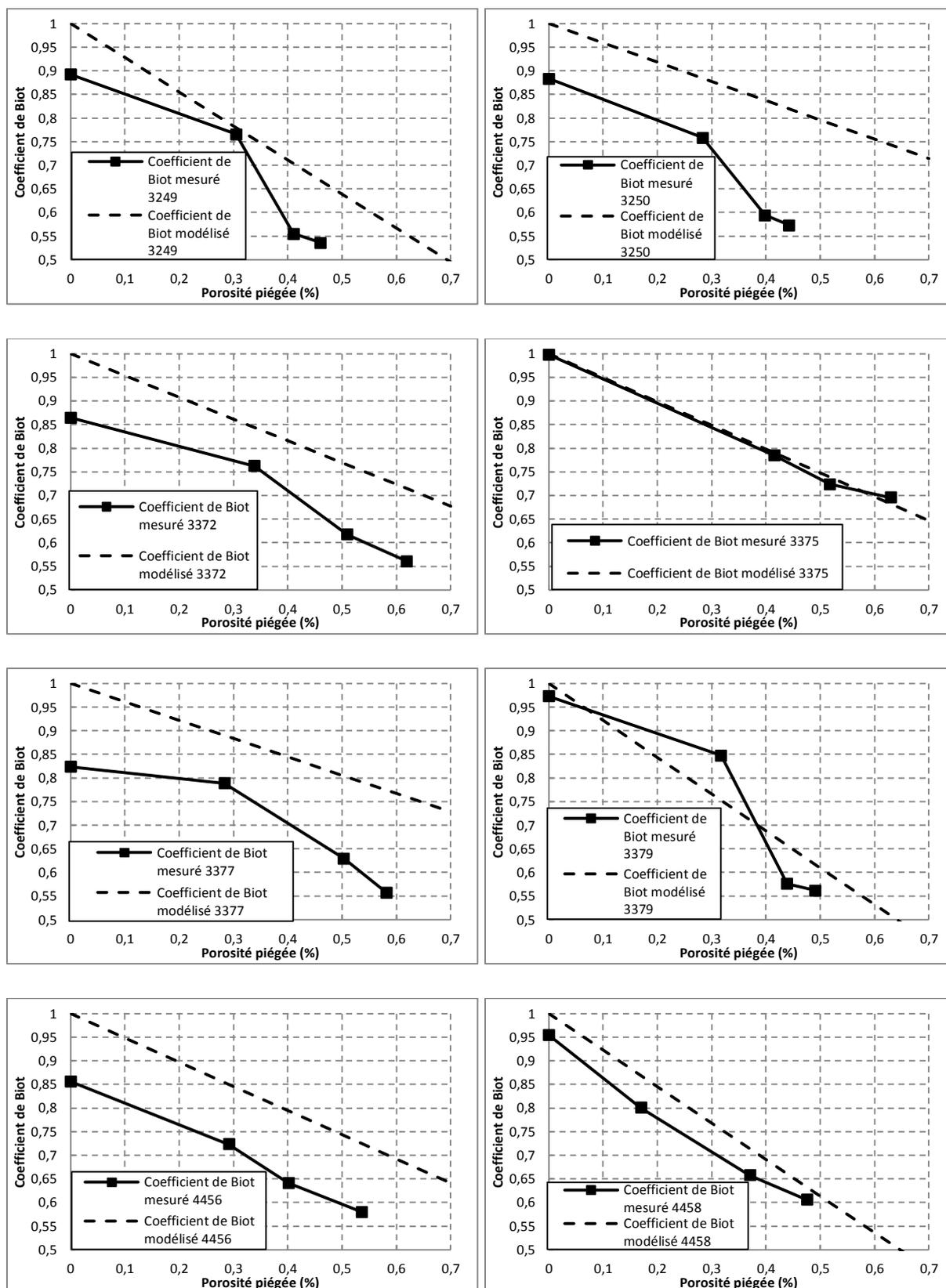


Figure 4-20 Comparaison des résultats modélisés (avec l'hypothèse de (4.2.26)) et expérimentaux du coefficient de Biot

Tableau 4-8 Paramètre de calibration u

Référence	u	Référence	u
2335	4,95	3375	2,63
3248	4,66	3377	1,39
3249	5,22	3379	1,93
3250	4,90	4456	2,47
3372	1,77	4458	3,99

La cinétique de décroissance du module en fonction du piégeage des pores ainsi obtenue est proche de celle obtenue expérimentalement. Le paramètre u varie ainsi de 1,39 à 5,22. Nous pouvons constater que globalement la valeur de u est plus faible pour une porosité à l'eau plus faible (voir Figure 4-21).

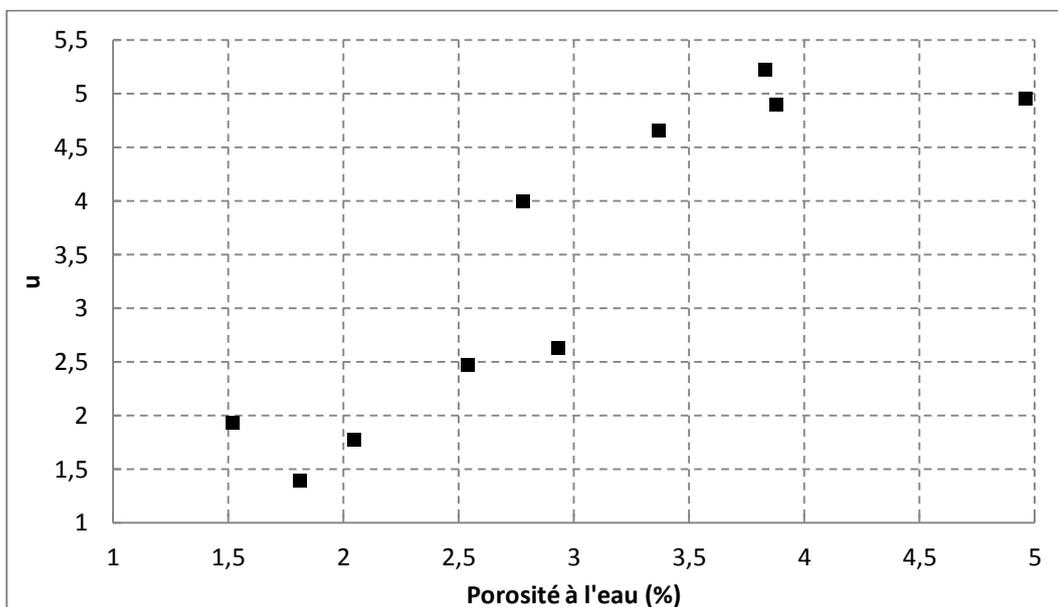


Figure 4-21 u en fonction de la porosité à l'eau

Cependant, pour certains échantillons, un écart entre les valeurs initiales du coefficient de Biot demeure encore entre le modèle et l'expérience. Ceci peut signifier qu'à l'état initial de la mesure (3 MPa de confinement) une partie de la porosité est déjà piégée dans la matrice solide. Mais comme

cette partie de la porosité épigée ne peut pas être mesurée expérimentalement à l'état sans confinement nous nous contentons pour l'instant de modéliser la tendance de la variation du coefficient de Biot.

4.2.3 Approche micromécanique de la perméabilité

L'objectif de cette partie est de quantifier l'effet de la fermeture du joint provoquée par la contrainte macroscopique et la variation associée de la perméabilité absolue et de vérifier que la description adoptée au paragraphe précédent est également compatible avec les mesures hydrauliques. Nous allons supposer dans cette section que le comportement de l'interface est élastique et non-linéaire. Sur la base de cette hypothèse, nous en déduisons un modèle de perméabilité sous charge utilisant le même modèle morphologique que celui utilisé pour le comportement poro-mécanique.

L'estimation de la perméabilité homogénéisée nécessite une estimation du gradient de la pression moyenne dans les pores et de l'écoulement du fluide dans les interfaces. Pour ce faire, nous considérerons de nouveau le schéma d'homogénéisation auto-cohérent. Ainsi, chaque phase, grain composite ou pore, se comporte comme une inclusion plongée dans un milieu homogénéisé perméable dont la perméabilité sera déterminée. La démarche adoptée pour la mise en place du schéma auto-cohérent est présentée ci-après.

a) Modélisation de la perméabilité

La première étape permettant d'estimer k^{hom} , la perméabilité homogénéisée, consiste à résoudre deux problèmes auxiliaires qui sont respectivement liés aux écoulements dans les interfaces et dans les pores (cf. Figure 4-22). D'abord pour interpréter le problème de l'écoulement dans les interfaces, les grains sont représentés par des grains sphériques G (de rayon R) entourés d'une interface de conductivité η , plongés dans un milieu homogénéisé infini de perméabilité égale à k^{hom} (qui est l'inconnue de ce problème). A l'infini, la condition aux limites sur la pression du fluide s'écrit :

$$(\forall \mathbf{z} \in \partial\Omega) \quad p(\mathbf{z}) = \nabla P_0 \cdot \mathbf{z} \quad (4.2.27)$$

avec ∇P_0 le gradient de la pression macroscopique auxiliaire, qui sera lié au gradient réel de la pression macroscopique.

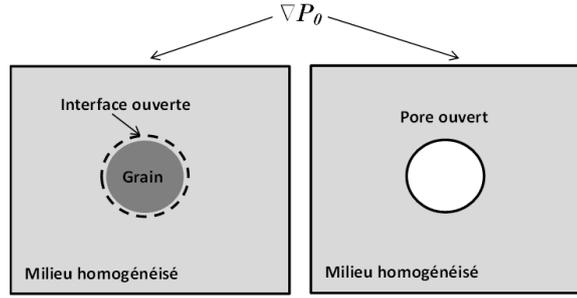


Figure 4-22 Schéma auto-cohérent pour le modèle de la perméabilité

La résolution du premier problème auxiliaire conduit à :

$$\begin{cases} \bar{v}^g = -3 \frac{k^{\text{hom}} \eta / R}{k^{\text{hom}} + \eta / R} \nabla P_0 \\ \bar{\nabla P}^g = \frac{3}{2} \frac{k^{\text{hom}}}{k^{\text{hom}} + \eta / R} \nabla P_0 \end{cases} \quad (4.2.28)$$

avec \bar{v}^g la vitesse moyenne dans les interfaces et $\bar{\nabla P}^g$ le gradient de pression moyen dans les interfaces.

La deuxième partie du problème concerne les pores sphériques, plongés dans un milieu infini homogénéisé de perméabilité égale à k^{hom} avec les mêmes conditions aux limites que précédemment. La taille des pores étant supposée grande par rapport à l'ouverture des interfaces, nous supposons que les pores ont une perméabilité infinie. La résolution du deuxième problème aboutit ainsi à :

$$\begin{cases} \bar{v}^p = -3k^{\text{hom}} \nabla P_0 \\ \bar{\nabla P}^p = 0 \end{cases} \quad (4.2.29)$$

avec \bar{v}^p la vitesse moyenne dans les pores ouverts et $\bar{\nabla P}^p$ le gradient de pression moyen dans les pores ouverts.

Pour les pores et interfaces fermés, nous en déduisons (en considérant $\eta \rightarrow 0$ et $k_{\text{pore}} \rightarrow \infty$) :

$$\begin{cases} \bar{v}^{\text{piege}} = 0 \\ \bar{\nabla P}^{\text{piege}} = \frac{3}{2} \nabla P_0 \end{cases} \quad (4.2.30)$$

avec \bar{v}^{piege} la vitesse moyenne dans les pores piégés et $\bar{\nabla P}^{\text{piege}}$ le gradient de pression moyen dans les pores piégés.

Dans un deuxième temps, nous considérons que le gradient de la pression moyenne dans les grains est égale au gradient de la pression moyenne dans Ω_g (et que la perméabilité de l'interface pour chaque grain est identique). Comme montre le travail de Dormieux et al. [101], en appliquant la loi moyenne, nous pouvons déduire l'écoulement moyen et le gradient de la pression moyenne dans le milieu homogénéisé :

$$\begin{cases} \bar{v} = (\phi - \phi_p) \bar{v}^p + (1 - \phi - f_p) \bar{v}^g \\ \overline{\nabla P} = (\phi_p + f_p) \overline{\nabla P}^{piege} + (1 - \phi - f_p) \overline{\nabla P}^g \end{cases} \quad (4.2.31)$$

La définition de k^{hom} s'écrit :

$$\bar{v} = -k^{hom} \nabla P \quad (4.2.32)$$

En utilisant (4.2.31) et (4.2.32), et en se basant sur l'hypothèse qu'une partie des pores et des interfaces sont fermés sous chargement et que toutes les interfaces ouvertes ont la même conductivité η , la perméabilité homogénéisée est obtenue par :

$$k^{hom} = \frac{(1 - 3/2(\phi_p + f_p)) 2\eta}{1 - 3(\phi - \phi_p) R} \quad (4.2.33)$$

D'après (4.2.33) deux valeurs limites de perméabilité apparaissent :

- La perméabilité tend vers l'infini lorsque $\phi - \phi_p = 1/3$, ceci signifie que tous les gros pores de perméabilité infinie sont connectés.
- La perméabilité tend vers zéro lorsque $\phi_p + f_p = 2/3$, ceci signifie que les pores ne sont plus connectés.

La conductivité η est liée à l'ouverture hydraulique moyenne de l'interface \bar{e} par la loi de Poiseuille qui donne la perméabilité équivalente :

$$k_e = \frac{\bar{e}^{-2}}{12} \quad (4.2.34)$$

L'écoulement dans une interface entre deux grains correspondant à la somme des contributions des deux interfaces, l'écoulement du fluide dans une interface est ainsi égal à la moitié de celui de l'interface entre deux grains. Nous en déduisons donc η :

$$\eta = \frac{\bar{e}k_e}{2} = \frac{1}{2} \frac{\bar{e}^3}{12} \quad (4.2.35)$$

D'après la relation (4.2.35), la perméabilité est ainsi reliée à l'ouverture des interfaces \bar{e} . Celle-ci étant liée au chargement mécanique, il est alors possible de lier chargement mécanique et perméabilité

Afin d'estimer la variation de cette ouverture en fonction du chargement, nous utiliserons une loi classique de comportement de l'interface [108]:

$$\Delta T_n = k_{n0} \frac{e_0}{e_0 - \Delta e} \Delta e \quad (4.2.36)$$

où ΔT_n est la variation de la contrainte normale sur la surface du grain,

Δe est la fermeture de l'interface : $\Delta e = e_0 - \bar{e}$,

e_0 est l'ouverture initiale de l'interface.

La rigidité normale tangente de l'interface k_{nt} est liée à la valeur initiale k_{n0} et à l'ouverture de l'interface selon:

$$k_{nt} = k_{n0} \left(\frac{e_0}{e_0 - \Delta e} \right)^2 \quad (4.2.37)$$

Selon la relation (4.2.37) nous pouvons remarquer que :

- k_{nt} tend vers l'infini lorsque $\Delta e = e_0$, ceci signifie que l'interface est totalement fermée.
- k_{nt} tend vers k_{n0} quand $\Delta e = 0$ ce qui correspond à l'état initial.

En utilisant (4.2.36) et (4.2.37), l'expression de la fermeture Δe est mis sous la forme :

$$\Delta e = \frac{\Delta T_n e_0}{\Delta T_n + k_{n0} e_0} \quad (4.2.38)$$

Puis en introduisant (4.2.38) dans (4.2.37) nous obtenons la relation :

$$k_{nt} = k_{n0} \left(\frac{e_0}{e_0 - \frac{\Delta T_n e_0}{\Delta T_n + k_{n0} e_0}} \right) = k_{n0} \left(1 + \frac{\Delta T_n}{k_{n0} e_0} \right)^2 \quad (4.2.39)$$

L'étape suivante va consister à relier la contrainte normale sur les grains à la contrainte macroscopique. ∂G_i^s est désigné comme la surface du grain i qui est en contact avec les autres grains, ψ est désigné comme la fraction surfacique de ∂G_i^s dans ∂G_i . ψ est obtenu par une estimation statistique classique décrite dans de précédentes études [109, 110] :

$$\psi = \frac{|\partial G_i^s|}{|\partial G_i|} = (1-2\phi)(1-\phi) \quad (4.2.40)$$

\bar{T}_n , la contrainte normale moyenne sur la surface de contact grain-grain, prend la forme :

$$\bar{T}_n = \frac{P_c}{\psi(1-\phi)} = \frac{P_c}{(1-2\phi)(1-\phi)^2} \quad (4.2.41)$$

avec P_c le confinement.

b) Comparaison avec les données expérimentales

Avant de comparer la perméabilité modélisée avec les données expérimentales, il est d'abord de déterminer deux paramètres importants : k_{n0} , la rigidité initiale du joint et e_0 , l'ouverture initiale du joint.

k_{n0} est directement calculée par la relation (4.2.19) en prenant comme rayon caractéristique du grain $181.7 \mu\text{m}$ (cf. Tableau 3-2) quantifié par microscopie optique et les résultats expérimentaux de K_b et ϕ à l'état initial. En utilisant (4.2.19) et (4.2.39) e_0 est estimé par fittage de la relation suivante (cf Figure 4-23 pour les résultats de fittage) :

$$\frac{k_m}{k_{n0}} = \frac{K_b}{K_{b0}} = \left(1 + \frac{\Delta T_n}{k_{n0} e_0} \right)^2 \quad (4.2.42)$$

Les valeurs ainsi estimées pour k_{n0} et e_0 sont reportées dans le Tableau 4-9. Nous notons que l'objectif est de montrer que la perméabilité modélisée est cohérente avec l'expérience dans le cadre de notre modèle morphologique. Toutefois nous aurions pu améliorer le calage en prenant une différente loi pour la rigidité normale tangentielle.

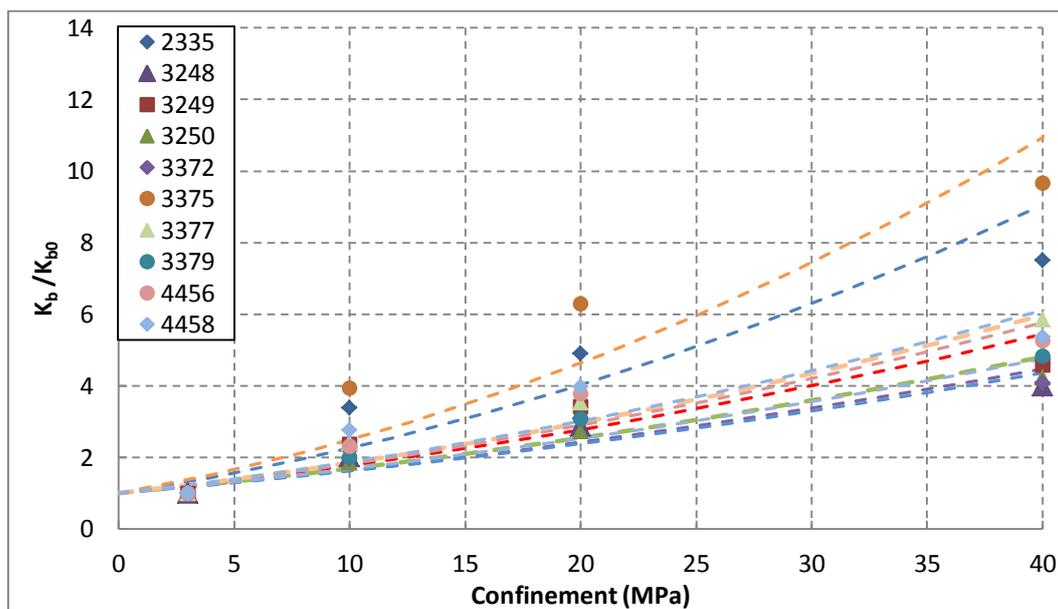


Figure 4-23 Fittage de K_b/K_{b0} par la relation (4.2.42)

Tableau 4-9 Résultats de k_{n0} , e_0 et R^2

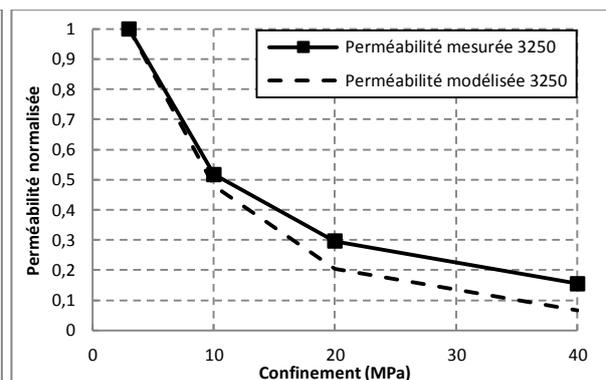
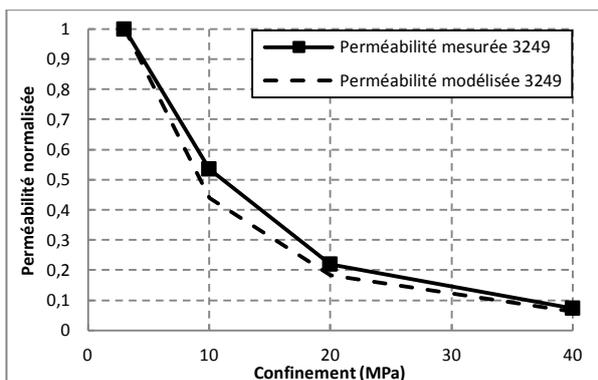
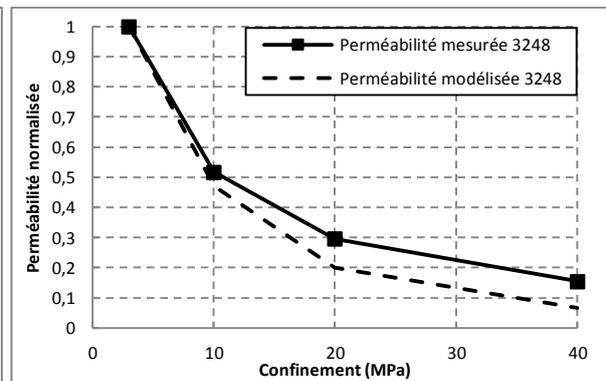
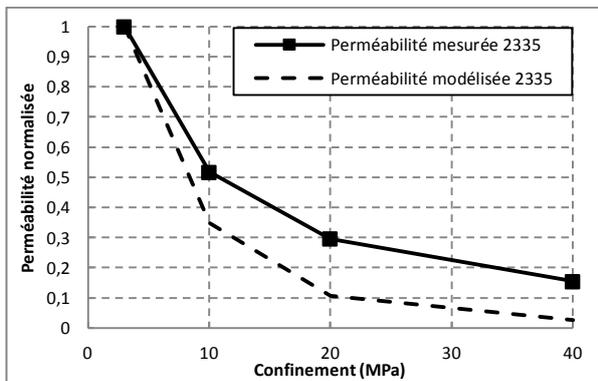
Référence	k_{n0} (GPa/m)	e_0 (μm)	R^2	Référence	k_{n0} (GPa/m)	e_0 (μm)	R^2
2335	54,6	0,46	76,7	3375	47,8	0,43	76,5
3248	110,4	0,39	82,0	3377	73,0	0,43	89,9
3249	98,6	0,38	72,3	3379	78,8	0,47	91,1
3250	113,2	0,37	92,6	4456	80,1	0,42	80,1
3372	98,3	0,43	80,0	4458	68,9	0,47	79,0

Au moyen des relations (4.2.33), (4.2.35) et (4.2.38) nous pouvons alors calculer la perméabilité homogénéisée k^{hom} pour différents niveaux de confinement. Le Tableau 4-10 compare les perméabilités initiales (sans chargement) mesurées et simulées et la Figure 4-24 présente l'évolution des perméabilités mesurées et simulées (normalisée par rapport à leur perméabilité initiale) sous différents niveaux de confinement.

Tableau 4-10 Comparaison des perméabilités à l'état initial mesurées et modélisées

Référence	K_0	K_0	Référence	K_0	K_0
-----------	-------	-------	-----------	-------	-------

	mesuré (10^{-17} m^2)	modélisé (10^{-17} m^2)		mesuré (10^{-17} m^2)	modélisé (10^{-17} m^2)
2335	3,80	6,53	3375	4,19	5,25
3248	2,81	3,94	3377	3,19	4,86
3249	0,66	3,66	3379	2,29	4,62
3250	2,24	3,42	4456	1,36	4,62
3372	6,23	4,86	4458	1,29	6,76



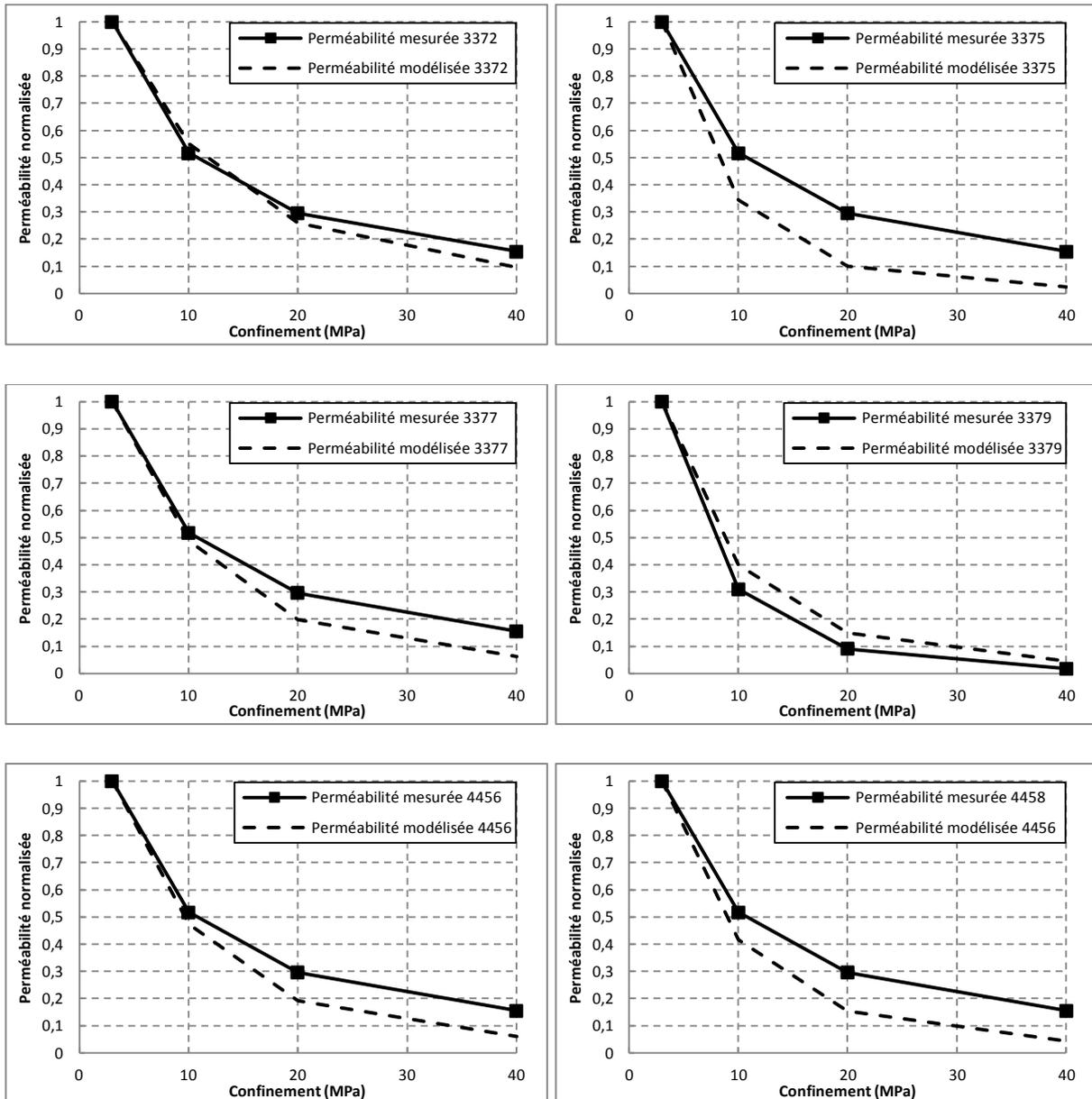


Figure 4-24 Comparaison des résultats modélisés et expérimentaux de la perméabilité

D'après le Tableau 4-10 et la Figure 4-24 nous remarquons que les perméabilités à l'état initial estimées par le modèle et mesurées sont dans le même ordre de grandeur et de plus l'évolution de la perméabilité obtenue par le modèle est assez cohérente avec les données expérimentales.

4.2.4 Conclusion

La sensibilité à la contrainte de confinement du coefficient de Biot et de la perméabilité a été abordée dans le cadre d'un modèle micromécanique d'homogénéisation. Le modèle est basé sur la microstructure du matériau qui est décrite comme un assemblage de grains imperméable entourés

d'interfaces perméables et des pores. Lorsque le matériau est soumis à un chargement mécanique de type hydrostatique, les interfaces se ferment et la fermeture des interfaces induit le piégeage d'une partie de la porosité. La modélisation micro-mécanique a consisté dans un premier temps, à modéliser le comportement poro-mécanique macroscopique puis à mettre en place un outil de prédiction de la perméabilité macroscopique est estimé. Les résultats du modèle ont été comparés aux données expérimentales obtenue sur le grès «tight» étudié.

Malgré la simplicité du modèle (les grains sont supposés incompressibles et la rigidité tangentielle de l'interface est ignorée), les principales observations expérimentales telles que la décroissance du coefficient de Biot et l'évolution de la perméabilité sous contrainte ont pu être correctement approchées. La relation entre la microstructure et les propriétés poro-mécaniques et de transfert a ainsi été mise en évidence. Ainsi, l'hypothèse selon laquelle l'évolution du coefficient de Biot sous chargement est au moins en partie liée au piégeage des pores et à la fermeture des microfissures, est renforcée. D'autre part, le modèle tend à confirmer que la perméabilité est principalement contrôlée par la fermeture des microfissures (représentées par les interfaces dans le modèle) qui drainent la majorité de l'écoulement.

Chapitre 5. Analyse de l'effet couplé du chargement mécanique et de la teneur en eau sur les propriétés de transfert des grès «tight »

5.1 Introduction

Dans ce chapitre nous allons étudier la perméabilité à l'état partiellement saturé qui est une propriété importante pour des différentes applications comme l'exploitation de pétrole et de gaz, le traitement de déchet nucléaire, le stockage de gaz souterrain etc [111-114]. Dans la littérature de nombreuses études expérimentales ont été réalisées à mesurer la perméabilité relative de grès de faible perméabilité y compris le grès «tight » [26, 65, 68, 80, 115]. Les résultats montrent une forte décroissance de la perméabilité relative au gaz de 0 à 0,4 de saturation en eau. Comme discuté par Cluff et al. [26] cette sensibilité à la saturation est attribuée principalement à la structure poreuse composée des grands pores inter-grains liés par les pores fins de forme tabulaire ($0,01 \mu\text{m} \sim 1 \mu\text{m}$). Cependant l'effet du confinement sur la perméabilité à l'état partiellement saturé est rarement reporté. Dans cette étude nous étudions l'effet couplé de la saturation et du confinement sur la perméabilité à l'état partiellement saturé et sa relation avec le phénomène de «permeability jail » (ou la coupure hydraulique, cf. section 1.3.2).

Huit échantillons de grès «tight » ont été testés pour mesurer la perméabilité effective à différents niveaux de saturation et de confinement. À partir de ces résultats expérimentaux nous étudions la sensibilité de cette dernière au confinement et à la saturation en eau et essayons de proposer un critère du «permeability jail » pour les grès «tight » étudiés.

5.2 Perméabilité relative usuelle (effet de la teneur en eau)

La perméabilité relative au gaz est traditionnellement présentée sous la forme du rapport entre la perméabilité à une saturation et à un confinement donnés et la perméabilité à l'état sec au même confinement, $k_{rg} = k(S_w, P_c) / k(\text{sec}, P_c)$ (cf. Figure 5-1). Dans l'ensemble, il apparaît une sensibilité importante à la saturation de la perméabilité relative. Pour une saturation de 20%, la perméabilité relative est réduite de plus de 40% et à 70% de saturation la perméabilité relative a perdu plus de 2 ordres de grandeur. De plus, l'amplitude de la décroissance de la perméabilité relative usuelle est plus grande à des saturations faibles, par exemple pour la saturation de 0 à 40% la perméabilité relative est déjà diminuée par plus d'un ordre de grandeur.

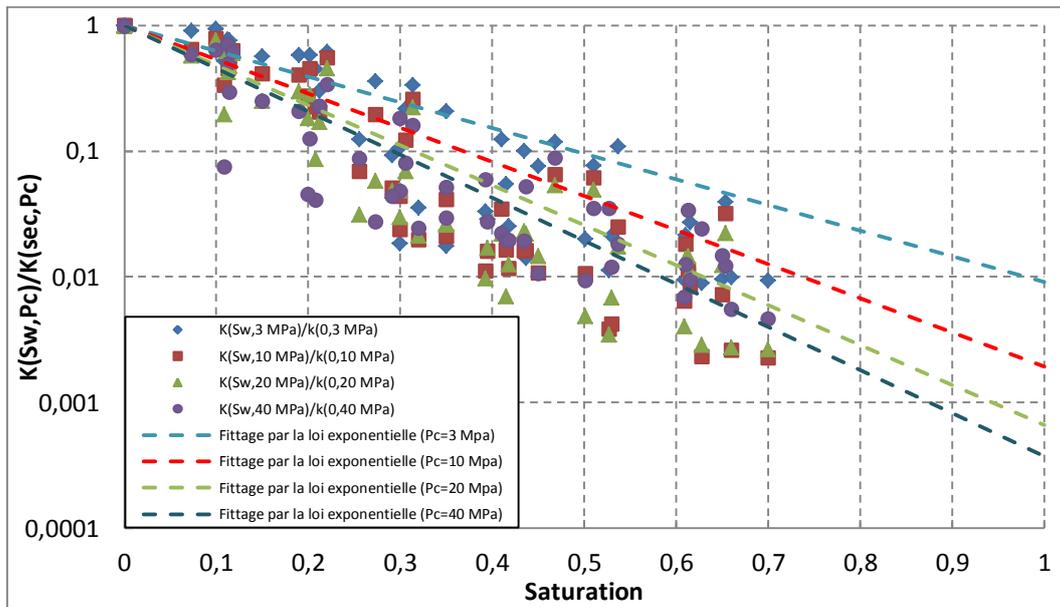


Figure 5-1 Perméabilité relative usuelle et le fittage par la loi exponentielle

Comme discuté dans la section 4.1.2, la perméabilité au gaz du grès «tight » est principalement dominée par les microfissures qui pilotent l'écoulement dans le réseau poreux. La connectivité des microfissures est donc un facteur primordial qui détermine la sensibilité de la perméabilité à la contrainte ou à la saturation. Dans un échantillon partiellement saturé les microfissures, qui correspondent aux pores de plus petite taille sont les premiers à être saturés (tandis que les plus gros restent désaturés). Par conséquent, il est logique que la perméabilité soit très sensible à la saturation (et ce dès les faibles niveaux de saturation) puisque une partie des passages permettant l'écoulement du gaz vont vraisemblablement être bloqués par la présence l'eau.

Comme pour la perméabilité au gaz à l'état sec (cf. section 4.1.2), afin de quantifier de manière objective la sensibilité à la saturation de la perméabilité relative, nous utiliserons un fittage de type exponentiel (la Figure 5-1 présente les fittages obtenus pour différents niveaux de chargement hydrostatique):

$$k_{rg} = e^{-\lambda \cdot S_w} \quad (5.2.1)$$

Où λ est le coefficient de sensibilité à la saturation. Les valeurs de λ pour chaque niveau de confinement sont reportées dans le Tableau 5-1. Plus le coefficient λ est grand plus la roche est sensible au confinement. Il apparaît ainsi clairement que λ augmente avec le confinement, soulignant donc que la perméabilité relative est plus sensible à la saturation aux forts confinements. Selon la définition l'état sec est la référence pour la perméabilité relative usuelle à chaque niveau de confinement. Donc lorsque les fissures se ferment, particulièrement à faible confinement (de 0 à 20 MPa), la saturation en eau va exacerber la réduction de la perméabilité alors il est logique d'observer

une augmentation importante de la sensibilité à la saturation de la perméabilité relative usuelle. De 20 MPa à 40 MPa le coefficient de la sensibilité à la saturation n'augmente que de 7.32 à 7.89. Ceci peut être interprété par qu'au-delà de 20 MPa, la grande majorité des microfissures de faible ouverture initiale sont déjà fermées ce qui est cohérent avec notre hypothèse dans la section 4.1.3.

Tableau 5-1 Coefficient de la sensibilité à la saturation et R²

	3 MPa	10 MPa	20 MPa	40 MPa
λ	4,70	6,25	7,32	7,89
R ²	0,91	0,94	0,94	0,94

5.3 Effet du chargement mécanique sur la perméabilité à l'état partiellement saturé

Dans cette partie une autre analyse a été effectuée en divisant la perméabilité effective par la perméabilité effective à 3 MPa de confinement : $k_{nor} = k(S_w, P_c) / k(S_w, 3MPa)$. Cette démarche nous permet d'étudier l'effet du confinement sur la perméabilité à l'état partiellement saturé. Les nouvelles perméabilités obtenues sont regroupées par les tranches de saturation et nous utilisons également une relation de type exponentielle afin de quantifier l'effet du confinement sur la perméabilité à l'état partiellement saturé (cf. Figure 5-2) :

$$k_{nor} = e^{-\lambda \cdot (P_c - P_{c0})} \quad (5.3.1)$$

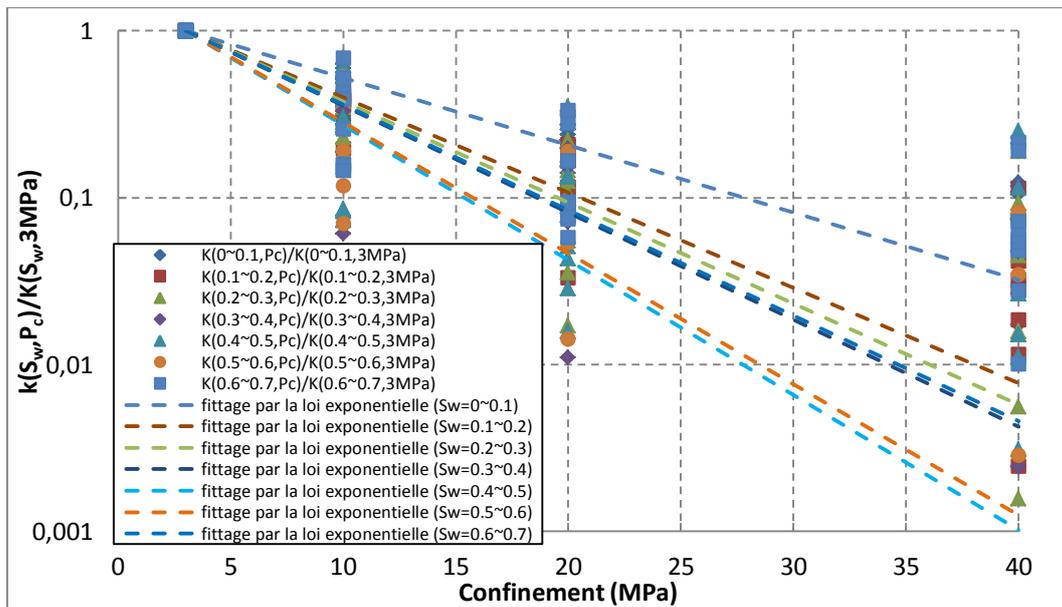


Figure 5-2 Perméabilité énormée et le fittage par la loi exponentielle

Les valeurs du coefficient λ' obtenues par fittage sont reportées dans le Tableau 5-2. Nous pouvons constater que la sensibilité au confinement de la perméabilité effective augmente avec le niveau de saturation. Ceci est un résultat classique pour les roches de type «tight ». Il est en revanche plus surprenant de constater qu'au-delà de 60% de saturation, la sensibilité au confinement diminue.

Tableau 5-2 Coefficient de la sensibilité au confinement et R^2

	S_w (0~0,1)	S_w (0,1~0,2)	S_w (0,2~0,3)	S_w (0,3~0,4)
λ' (MPa ⁻¹)	0,093	0,131	0,139	0,148
R^2	0,97	0,98	0,93	0,91
	S_w (0,4~0,5)	S_w (0,5~0,6)	S_w (0,6~0,7)	
λ' (MPa ⁻¹)	0,186	0,181	0,146	
R^2	0,90	0,93	0,90	

A l'état partiellement saturé, l'eau commence par remplir les pores de plus petite taille (correspondant aux microfissures pour le grès étudié). Lorsque le réseau poreux est soumis au confinement, les microfissures de faible rigidité se ferment et l'eau qui y était contenue se redistribue dans le réseau poreux. L'augmentation de la sensibilité au confinement peut être ainsi attribuée à la redistribution de l'eau amenant le blocage de nouveaux passages d'écoulement pour le gaz.

Pour expliquer la décroissance de la sensibilité au confinement aux saturations supérieures à 60%, nous pouvons noter que les perméabilités effectives correspondantes (cf. Tableau 5-3) sont très faibles. A l'exception de l'échantillon 2335, la perméabilité effective est comprise entre 10^{-19} et 10^{-20} m². Il est donc probable qu'à ce stade, la plupart des microfissures soient déjà bloquées par la présence d'eau. L'écoulement de gaz se poursuit donc dans un réseau de plus gros pores moins sensibles au confinement. Il n'est alors pas illogique de penser que la redistribution de l'eau présente moins d'effet sur la sensibilité au confinement.

Tableau 5-3 Perméabilité effective à haute saturation

Référence	Saturation	Perméabilité effective (m ²)	Référence	Saturation	Perméabilité effective (m ²)
2335	0,65	$1,49 \times 10^{-18}$	3375	0,61	$3,96 \times 10^{-19}$

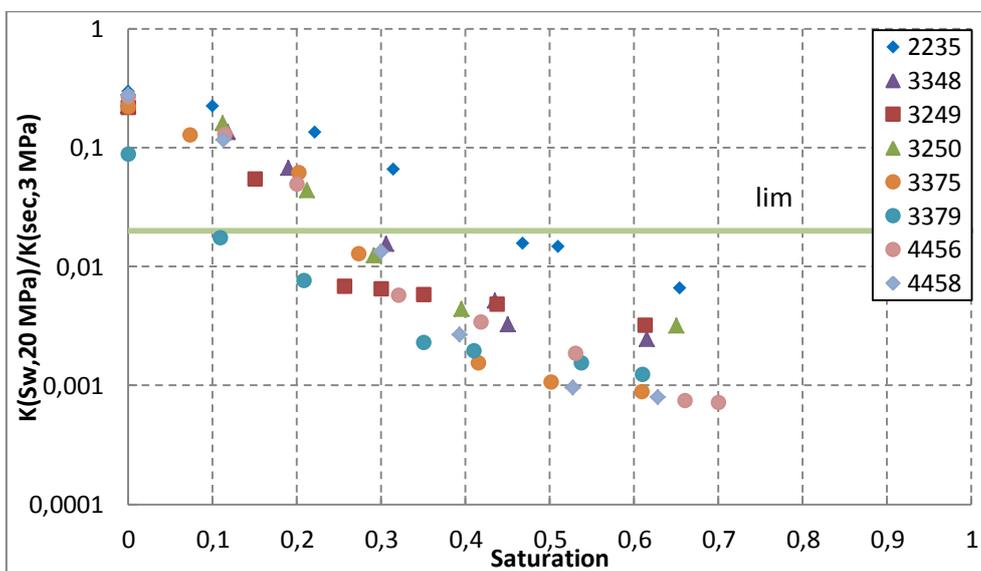
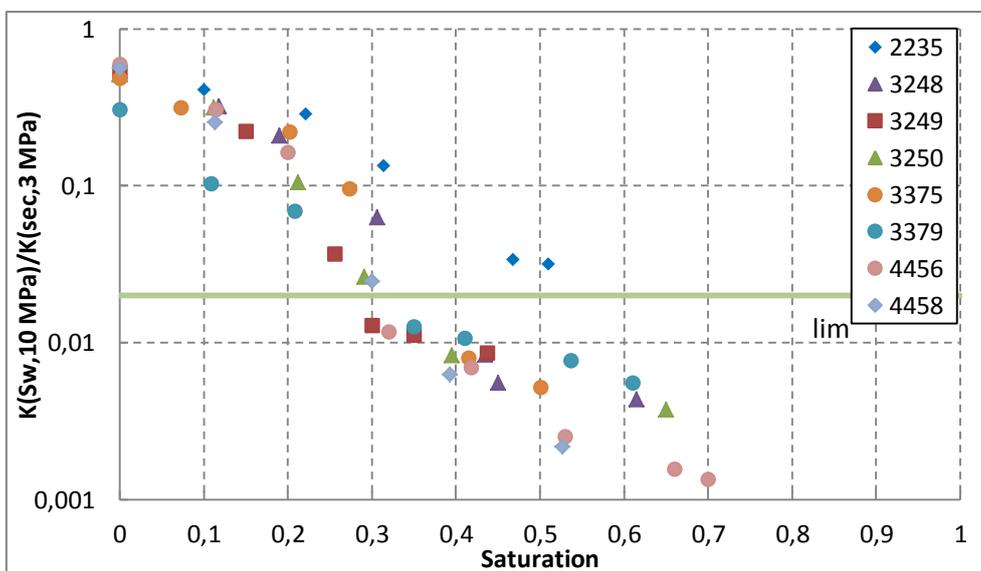
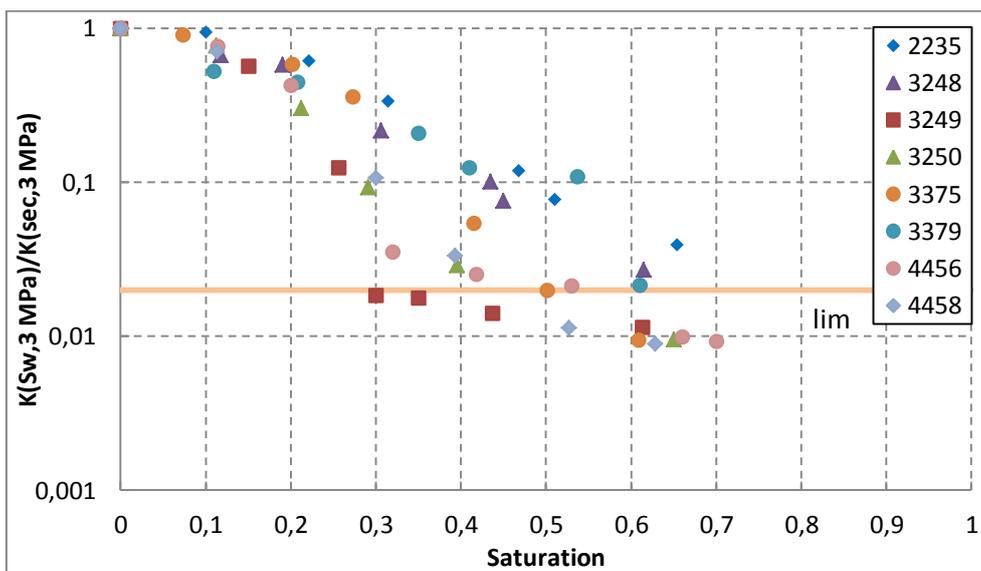
3248	0,62	$8,06 \times 10^{-19}$	3379	0,61	$4,93 \times 10^{-19}$
3249	0,61	$7,57 \times 10^{-20}$	4456	0,66	$1,44 \times 10^{-19}$
3250	0,65	$1,79 \times 10^{-19}$	4458	0,63	$1,15 \times 10^{-19}$

5.4 Perméabilité relative ramenée à la valeur initiale k (sec, 3 MPa)

Dans cette section la perméabilité relative est analysée en normalisant la perméabilité effective k (S_w, P_c) par rapport à k (sec, 3 MPa). Cette représentation, déjà employée dans les travaux de Fu [2], présente l'avantage de pouvoir comparer facilement entre elles les différentes courbes de perméabilité relative (une par confinement) et d'établir plus aisément des critères associés à la coupure hydraulique («permeability jail») en fonction de la gamme initiale de perméabilité k (sec, 3 MPa). De plus ce mode de représentation permet une analyse plus objective des effets de la saturation et du confinement.

5.4.1 Critère préliminaire du «permeability jail »

Dans la littérature (cf. la section 1.3.2), pour les grès de faible perméabilité (dont la perméabilité intrinsèque est inférieure à 0,05 mD), le «jail » est défini comme la zone où $k_{rg} < 2\%$ et $k_{rw} < 2\%$, c'est-à-dire lorsque les perméabilités effectives au gaz et à l'eau sont simultanément inférieures à 0,001 mD. Concernant les grès de cette étude, leur perméabilité à l'état initial (k (sec, 3MPa)) se situe une gamme comprise entre 0,007 mD et 0,062 mD (cf. Tableau 4-1). Ils entrent donc bien dans la définition usuelle des roches «tight » et nous leur appliquerons donc le critère usuel de définition du «permeability jail ». La Figure 5-3 présente la perméabilité relative normalisée par rapport à la valeur initiale k (sec, 3 MPa) et la limite de perméabilité correspondant au «permeability jail » pour chaque niveau de confinement. Il faut noter qu'ici, seule la perméabilité au gaz a été mesurée. L'interprétation selon laquelle un échantillon est ou non en «permeability jail » n'est donc basée que sur le critère $k_{rg} < 2\%$.



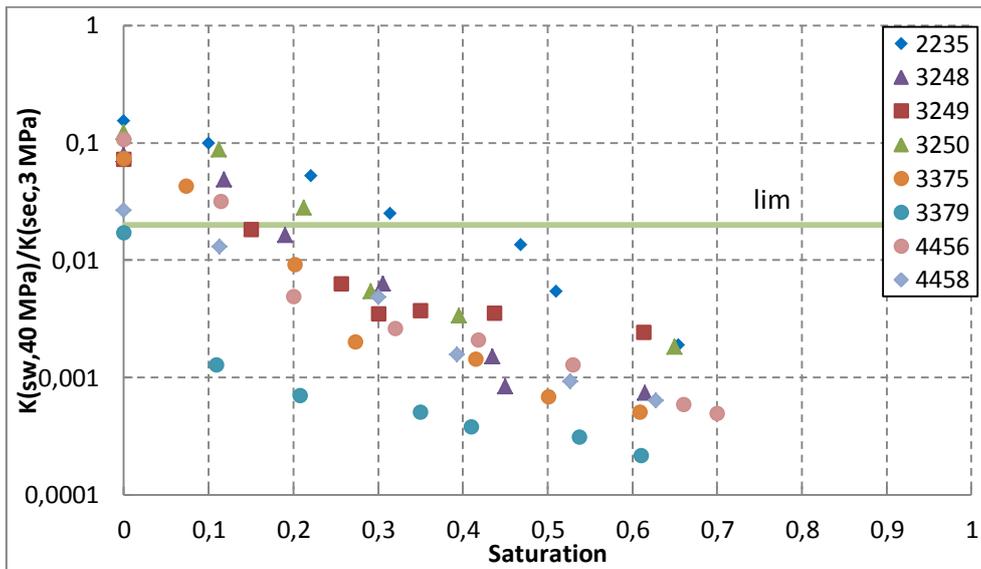


Figure 5-3 Perm éabilit é relatives ramen ées à la valeur initiale k (sec, 3 MPa)

L'analyse qui est ainsi faite porte sur l'ensemble des résultats de perméabilité relative (tous échantillons confondus). Le Tableau 5-4 indique deux limites de saturation critique du «permeability jail ». La limite 1 représente la saturation minimale (pour cette population d'échantillons), susceptible de permettre le développement du «permeability jail ». La limite 2 représente la saturation minimale pour laquelle tous les échantillons sont en «permeability jail ». Nous constatons, d'après le Tableau 5-4, que certains échantillons sont déjà dans la zone «permeability jail » au confinement le plus faible (3 MPa). Ceci montre la grande sensibilité du grès étudié à l'effet couplé de la saturation et du confinement. A 3 MPa, l'écart entre les limites 1 et 2 est important et il faut atteindre 70% de saturation pour que tous les échantillons soient en «permeability jail ». Comme l'avait observé Fu [2], les saturations critiques diminuent avec l'augmentation du confinement. A 40 MPa de confinement, pour la coupure hydraulique, certains échantillons, même secs, emplissent le critère et tous les échantillons sont concernés lorsque la saturation dépasse 35%. Cette analyse nous permet d'établir un critère préliminaire du «permeability jail » sans entrer dans le détail de la relation entre la saturation critique et les propriétés des échantillons.

Tableau 5-4 Saturations critiques du «permeability jail »

Confinement (MPa)	Saturation critique limite 1	Saturation critique limite 2
3	0,30	0,68
10	0,25	0,60
20	0,10	0,40
40	0,00	0,35

5.4.2 Nouveau critère du «permeability jail »

Dans la section 5.4.1 un critère préliminaire a été proposé basé sur l'utilisation de l'ensemble des résultats de perméabilité relative. Ceci est discutable vu l'hétérogénéité des échantillons. Nous nous efforcerons ici, de réaliser une analyse plus fine, afin de lier le critère de saturation du «permeability jail » aux caractéristiques des échantillons identifiés expérimentalement comme la porosité la distribution des tailles de pores, etc.

Dans un premier temps, les saturations critiques pour l'apparition du «permeability jail » pour chaque niveau de confinement et pour chaque échantillon sont extraites de la Figure 5-3 et reportés dans le Tableau 5-5. Nous constatons qu'à 3 MPa de confinement, correspondant à l'état non chargé (ou peu chargé), les saturations critiques varient entre 30 et 72% ce qui illustre les différences de comportement importantes entre les échantillons. Les différences de structure poreuse et leur effet sur la perméabilité relative sont donc importants à faible confinement. Il ressort de l'analyse de ces résultats que ces différences de comportement subsistent lorsque le confinement augmente. Afin d'établir un critère plus fin du «permeability jail », nous nous focaliserons sur les deux points suivants :

- Saturation critique au confinement le plus faible (3 MPa) ;
- Sensibilité de la saturation critique au confinement.

Tableau 5-5 Saturation critique du «permeability jail » à chaque niveau de confinement par échantillon

Référence	3 MPa	10 MPa	20 MPa	40 MPa
2335	0,72*	0,62	0,44	0,36
3248	0,68*	0,38	0,28	0,17
3249	0,30	0,28	0,20	0,14
3250	0,48	0,31	0,26	0,23
3375	0,50	0,36	0,25	0,14
3379	0,61	0,33	0,10	0,00
4456	0,53	0,29	0,25	0,14
4458	0,45	0,32	0,27	0,04

* les saturations critiques à 3 MPa pour échantillon 2335 sont des valeurs estimées

a) Saturation critique au confinement le plus faible (3 MPa)

Nous nous intéressons dans cette partie à l'état au confinement le plus faible (3 MPa) qui est le plus proche de l'état sans contrainte. Les saturations critiques du «permeability jail » ont déjà été présentées dans le Tableau 5-5. Pour interpréter les résultats, nous faisons l'hypothèse que 3 MPa de confinement ne modifie pas beaucoup le réseau poreux, donc dans cette partie nous allons essayer de corréliser les propriétés du réseau poreux à l'état sans confinement à la saturation critique du «permeability jail » à 3 MPa de confinement.

La porosité à l'eau étant une des caractéristiques des matériaux les plus facilement mesurables, nous avons tenté dans un premier de temps, de vérifier une éventuelle corrélation entre porosité à l'eau et sensibilité au «permeability jail » sous faible confinement (cf. Figure 5-4). Il apparaît qu'il n'y a pas de corrélation entre la saturation critique et la porosité à l'eau. Il s'agit là d'un résultat assez logique si nous considérons que la porosité accessible à l'eau ne représente que la quantité de volume poreux connecté et ne renseigne pas sur la connectivité du réseau poreux, la taille de l'ouverture de pore etc... qui sont les paramètres les plus influant.

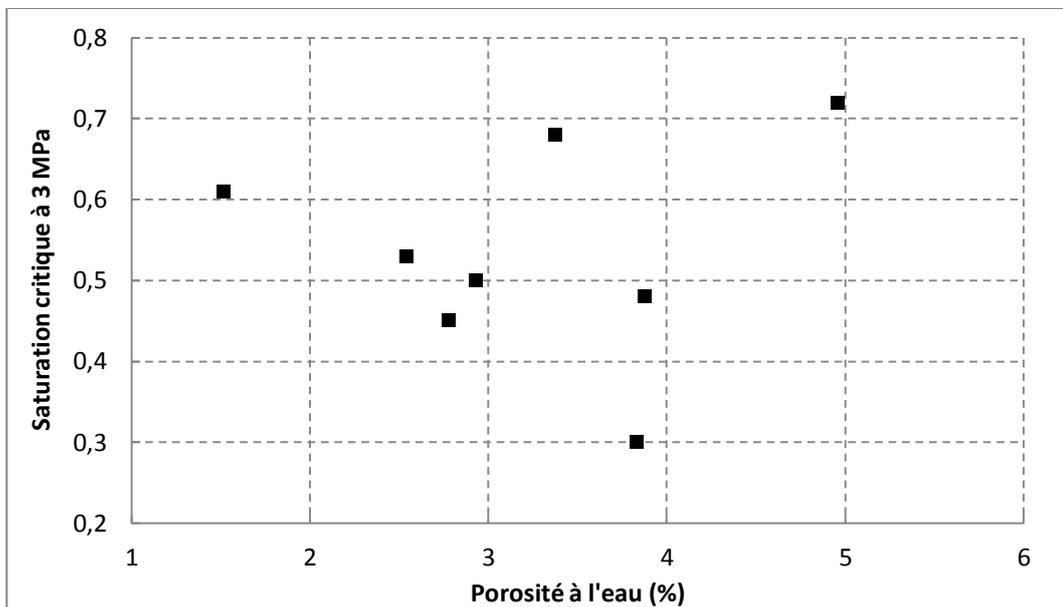


Figure 5-4 Saturation critique à 3 MPa en fonction de la porosité à l'eau

La PIM permettant d'obtenir un bon aperçu de la structure poreuse sans chargement mécanique, nous l'utiliserons donc pour chercher une caractéristique du réseau poreux corrélable à la sensibilité au «permeability jail ». Dans un premier temps, nous avons cherché à relier le niveau de saturation critique à la taille des pores concernés. Comme l'a montré la Figure 3-17, il existe une assez bonne

corrélation entre la porosité mesurée par PIM et celle mesurée à l'eau. Nous supposons donc qu'il y a aussi une corrélation entre les saturations en mercure et en eau pour une taille de pore saturée donnée. En PIM, le mercure injecté dans le réseau poreux est un fluide non mouillant et commence par remplir les pores de plus grande taille. Par contre l'eau, qui est un fluide mouillant remplit d'abord les pores de plus petite taille. La Figure 5-5 montre, par un exemple, la distribution de la fraction volumique en fonction de la taille de pore pour l'échantillon 2335. Pour atteindre une taille de pore de 0,4 µm, les deux fluides, le mercure et l'eau,aturent le réseau poreux selon deux chemins opposés: la zone rouge, à gauche, représente les pores saturés de mercure, la zone bleue à droite représente ceux saturés par l'eau. Du fait que la totalité de la fraction volumique doit être égale à 1, pour une taille de pore donnée, nous pouvons écrire la relation suivante :

$$S_{hg} + S_w = 1 \quad (5.4.1)$$

Ainsi, en utilisant les saturations critiques de «permeability jail », nous pouvons en déduire la saturation en mercure correspondante. Puis, en utilisant la distribution de taille de pores obtenue par PIM, nous en déduisons la taille de pore critique (cf. Tableau 5-6).

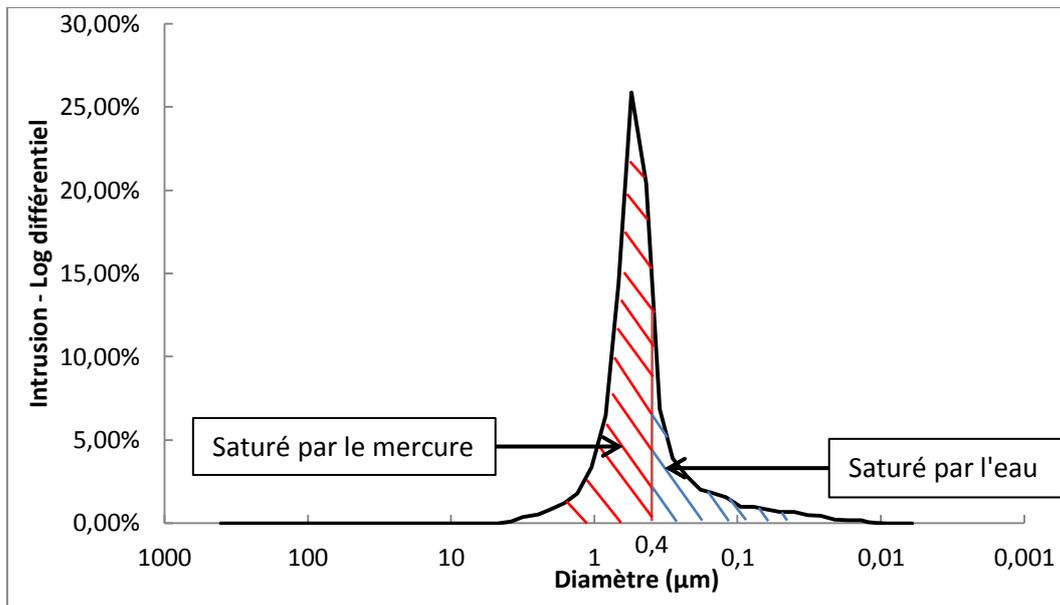


Figure 5-5 Relation entre la saturation au mercure et la saturation à l'eau

Tableau 5-6 Taille de pore déterminée à la saturation critique du «permeability jail »

Référence	Saturation critique	Taille de pore (µm)	Référence	Saturation critique	Taille de pore (µm)

2335	0,72	0,68	3375	0,50	0,58
3248	0,68	0,80	3379	0,61	0,80
3249	0,30	0,23	4456	0,53	0,36
3250	0,48	0,55	4458	0,45	0,40

Nous nous intéressons à la taille de pore à l'APEX qui représente le diamètre d'entrée de pore pour lequel la connectivité du réseau poreux est atteinte (cf. section 3.5.2). Les tailles de pore à l'APEX ont déjà été rapportées dans le Tableau 3-7. En comparant la taille de pore à l'apparition du «permeability jail » (cf. Tableau 5-6) avec l'APEX, nous pouvons constater une assez bonne corrélation entre ces deux tailles de pore (cf. Figure 5-6). Selon la définition de l'APEX, lorsque la taille de l'ouverture de pore qui contrôle la perméabilité (cf. Chapitre 4), est proche de la taille de pore de l'APEX, le réseau poreux perd sa connectivité avec par conséquent une chute de la perméabilité relative qui peut amener au «permeability jail ». Ceci peut expliquer la corrélation observée entre l'APEX et la coupure hydraulique.

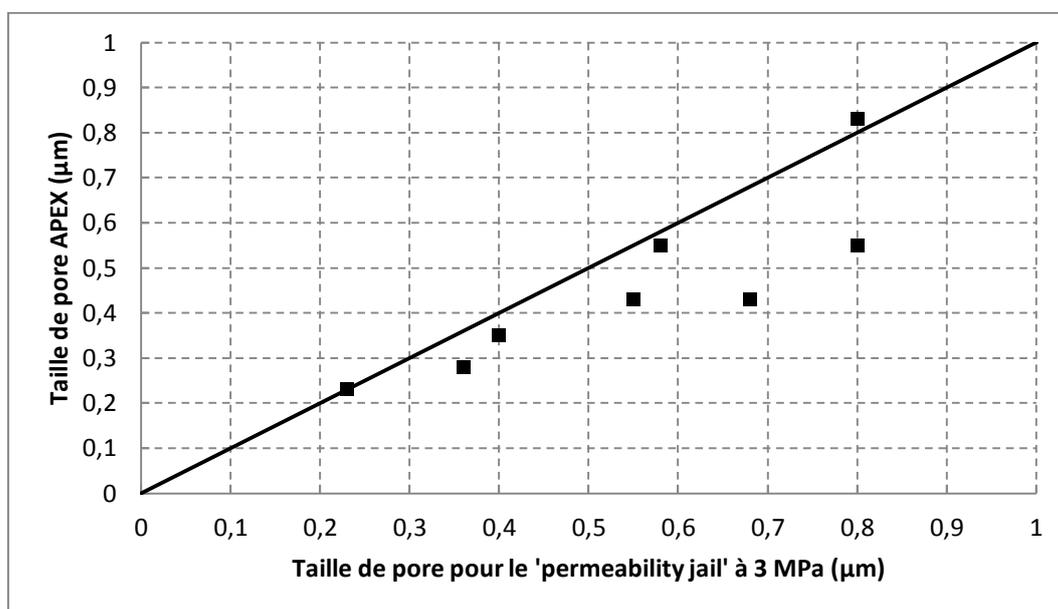


Figure 5-6 Corrélation entre la taille de pore du «permeability jail » à 3 MPa et la taille de pore APEX

Ainsi, le critère pour l'apparition du «permeability jail » à l'état initial (3 MPa) peut être associé avec les résultats de PIM, et plus particulièrement avec la taille de pore à l'APEX. Néanmoins, les résultats de PIM étant obtenus sans confinement, nous pouvons nous attendre à ce que le chargement mécanique (en modifiant la structure poreuse) rende cette corrélation moins fiable. Ce point est

confirmé dans la Figure 5-7, nous constatons que la taille de pore du «permeability jail » à 40 MPa n'est plus corrélée à la taille de pore APEX. .

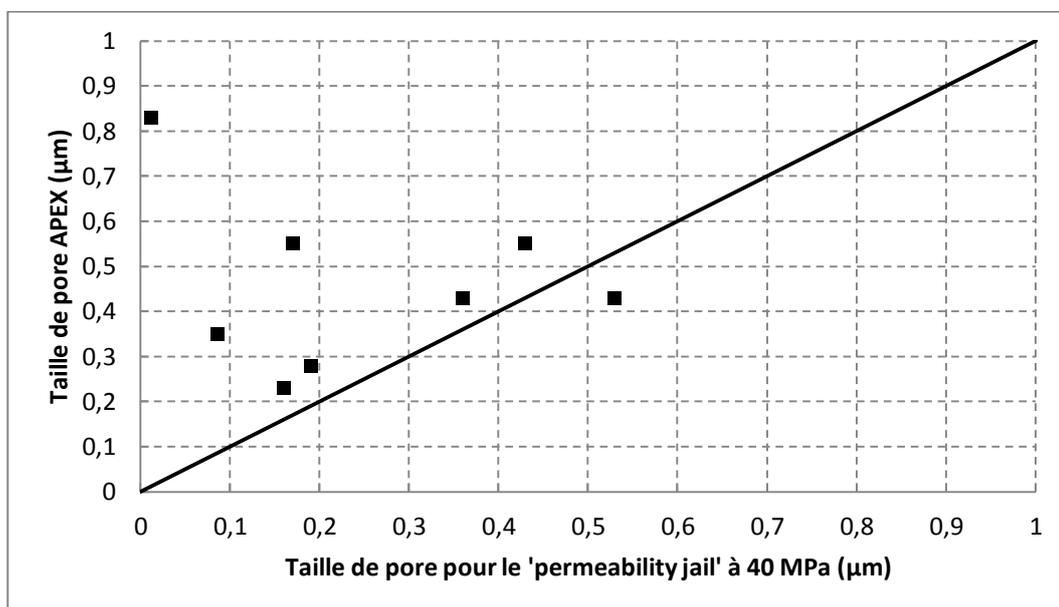


Figure 5-7 Corrélation entre la taille de pore du «permeability jail » à 40 MPa et la taille de pore APEX

Ainsi, nous nous attacherons par la suite à chercher des indicateurs susceptibles de lier la variation de la saturation critique en fonction du confinement.

b) Sensibilité de la saturation critique au confinement

Il s'agit ici d'étudier l'évolution de la saturation critique sous l'effet du confinement pour définir un critère du «permeability jail » utilisable dans les conditions de chargement in situ. Nous avons déjà indiqué précédemment les valeurs des saturations critiques aux différents niveaux de confinement (cf. Tableau 5-5). Ces résultats montrent les différences de comportement des échantillons vis-à-vis de la saturation. La diminution de la saturation critique a été attribuée au changement de la structure poreuse (fermeture et rétrécissement des microfissures). La difficulté réside dans le fait que nous ne disposons pas de description quantitative du réseau poreux sous chargement. Nous chercherons donc plutôt une éventuelle corrélation entre la sensibilité de la saturation critique au confinement et les caractéristiques macroscopiques disponibles des grès «tight ». Nous utiliserons également les résultats obtenus sur les grès du Rotliegend [2] pour évaluer si une éventuelle corrélation serait généralisable à des grès de différentes origines.

Afin de quantifier l'effet du confinement sur la saturation critique, nous appliquerons une relation de fittage de type exponentiel :

$$S_{w,critique} = S_{w0,critique} e^{-\lambda''(P_c - P_{c0})} \quad (5.4.2)$$

Le fittage des résultats et les coefficients de la sensibilité obtenus sont respectivement montrés dans le Figure 5-8 et le Tableau 5-7. Il apparaît que les valeurs de sensibilité sont assez dispersées selon les échantillons.

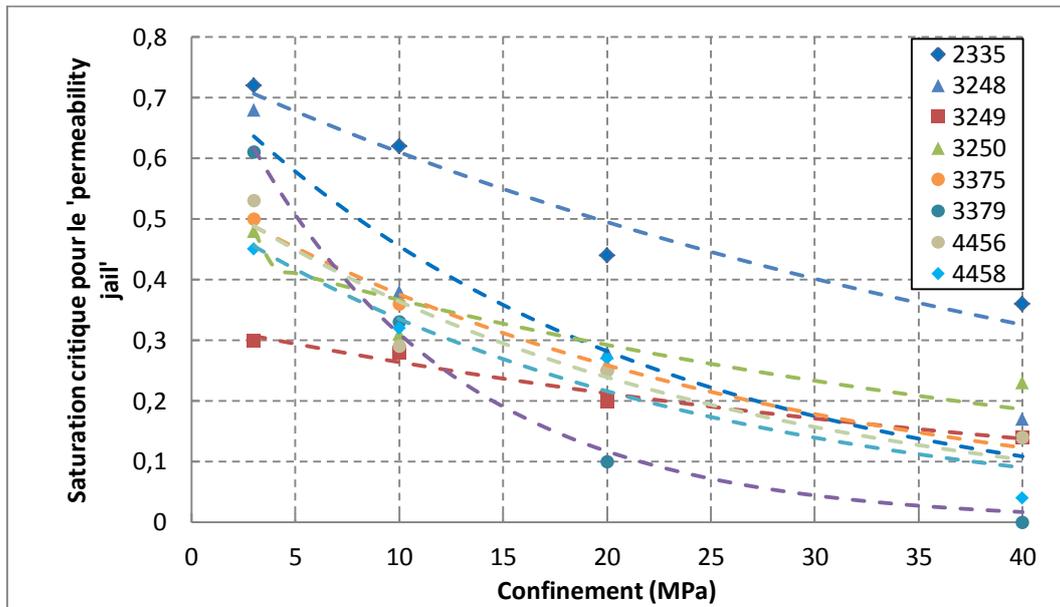


Figure 5-8 Fittage de la saturation critique du «permeability jail » par la loi exponentielle

Tableau 5-7 Coefficient de la sensibilité au confinement et R²

Référence	λ'' (10^{-2} MPa ⁻¹)	R ²	Référence	λ'' (10^{-2} MPa ⁻¹)	R ²
2335	2,10	0,92	3375	3,73	0,98
3248	4,79	0,89	3379	9,80	0,99
3249	2,17	0,96	4456	4,21	0,84
3250	2,26	0,85	4458	4,39	0,90

La Figure 5-9 présente la sensibilité au confinement de la saturation critique en fonction de la taille de pore à l'APEX. Aucune corrélation n'apparaît pour les deux grès, confirmant que la valeur de l'APEX (obtenue à l'état sans confinement) n'est pas pertinente pour prédire le comportement sous contrainte.

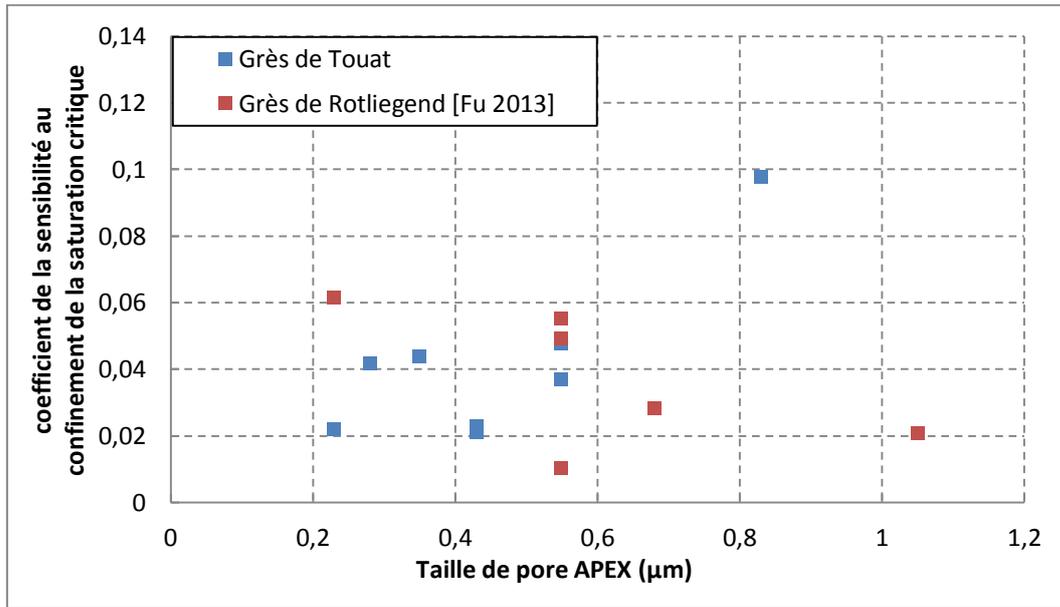


Figure 5-9 Coefficient de la sensibilité de la saturation critique en fonction de la taille de pore APEX

Ensuite nous essayons de comparer le coefficient de la sensibilité au confinement de la saturation critique à celui de la perméabilité à l'état sec (cf. Figure 5-10). Pour les grès de Touat étudiés dans cette thèse, la corrélation n'est pas nettement observée si nous excluons le point exceptionnel. Cependant la corrélation est plus manifeste en combinant avec les résultats des grès du Rotliegend. Théoriquement les deux coefficients représentent tous l'effet du confinement sur le réseau poreux, alors nous pouvons imaginer qu'il existe un lien entre eux.

De plus d'après la Figure 4-4 nous pouvons constater que pour les deux grès «tight » plus la porosité à l'eau est grande plus la saturation critique est sensible au confinement. Cette tendance est cohérente avec celle pour la sensibilité de la perméabilité à l'état sec (cf. Figure 4-4). Selon la discussion dans la section (4.1.3), moins le grès est poreux plus l'écoulement est contrôlé par les fissures. Donc sous le même niveau de confinement, la saturation nécessaire pour bloquer les passages principaux (les fissures) de l'écoulement de gaz afin de ramener la perméabilité relative dans la zone «permeability jail » est moins importante pour les échantillons moins poreux. D'ailleurs dans la Figure 4-4 et la Figure 5-11 nous pouvons toujours observer le décalage des résultats pour les deux grès «tight » qui indique qu'il est difficile de proposer un critère «universel » pour les grès de différentes origines comme ils diffèrent sur la minéralogie, la structure poreuse, les propriétés poro-mécaniques, etc.

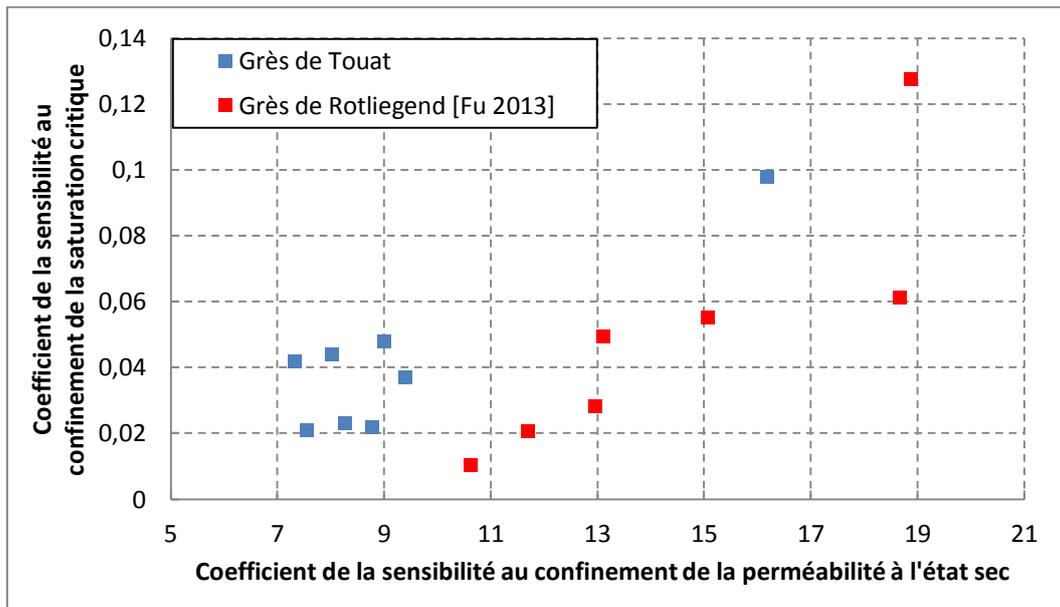


Figure 5-10 Coefficient de la sensibilité au confinement de la saturation critique en fonction du coefficient de la sensibilité au confinement de la perméabilité à l'état sec

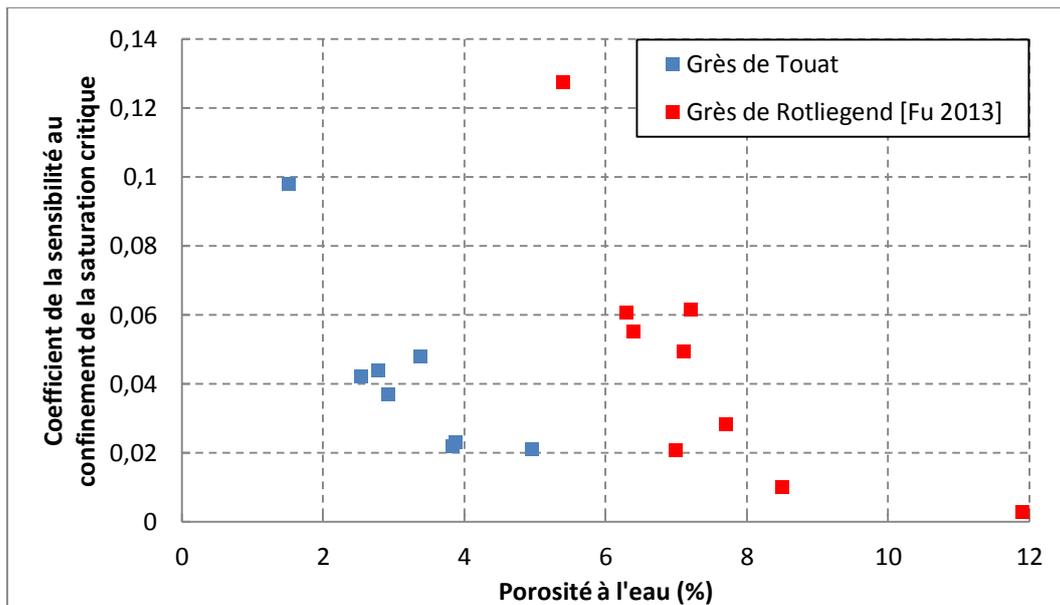


Figure 5-11 Coefficient de la sensibilité au confinement de la saturation critique en fonction de la porosité à l'eau

En résumé au vu de l'absence des informations de la structure poreuse sous chargement mécanique important, pour les grès de la même origine la porosité à l'eau, qui est une caractéristique macroscopique, peut être une indication pour la variation de la saturation critique à l'état du confinement. Cependant nous remarquons que comme à l'état sec, le comportement du grès «tight » à l'état partiellement saturé sous chargement dépend de différents facteurs (cf. section 4.1.2), donc une étude plus complète ou un modèle micromécanique peuvent nous aider à mieux comprendre le

mécanisme de la perméabilité relative sous l'effet couplé du confinement et de la saturation en eau afin d'établir un critère du « permeability jail » plus pertinent.

5.5 Conclusion

Dans ce chapitre nous avons premièrement étudiés séparément les effets du confinement et de la saturation en eau sur la perméabilité à l'état partiellement saturé. D'après les coefficients de la sensibilité obtenus par le fittage exponentiel, nous constatons que la perméabilité devient plus sensible à la saturation en eau lorsque le confinement augmente. En outre la sensibilité au confinement d'abord augmente avec l'augmentation de la saturation en eau et ensuite diminue depuis que la saturation atteint environ 60%.

Deuxièmement nous avons étudié l'effet couplé du confinement et de la saturation en eau en ramenant la perméabilité relative à la valeur initiale k (sec, 3 MPa). L'objectif principal de cette démarche est de proposer un critère du « permeability jail » pour les grès «tight» étudiés. Sur l'ensemble des résultats de la perméabilité relative, à chaque niveau de confinement, nous avons observé deux limites de la saturation critique pour définir la zone du « permeability jail ». A 3 MPa de confinement lorsque la saturation est inférieure à 30% aucun échantillon n'est en « permeability jail » et il faut atteindre 70% de saturation pour que tous les échantillons soient « éanches ». Les limites de la saturation critique diminuent avec l'augmentation du confinement. A 40 MPa de confinement, pour la coupure hydraulique, certains échantillons même secs emplissent le critère et tous les échantillons sont concernés lorsque la saturation dépasse 35%.

Troisièmement pour établir un critère du « permeability jail » en tenant compte l'hétérogénéité des échantillons, nous nous sommes focalisés sur la saturation critique au confinement le plus faible (3 MPa) et la sensibilité de la saturation critique au confinement. Nous avons constaté que la saturation critique pour l'apparition du « permeability jail » à l'état initial (3 MPa) peut être associée à la taille de pore APEX déterminée par les résultats de PIM. Pourtant cette corrélation n'est plus valable sous grand confinement. Par ailleurs vu que nous n'avons pas des informations sur la structure poreuse à l'état de chargement mécanique, nous avons cherché à corrélérer la sensibilité de la saturation critique au confinement aux caractéristiques macroscopiques mesurables et une corrélation a été observée entre cette sensibilité et la porosité à l'eau.

Chapitre 6. Conclusions et perspectives

6.1 Conclusions

Ce travail de thèse consistait à identifier les propriétés pétro-physiques et de transfert de roches provenant d'un réservoir de grès « tight » en Afrique du nord exploité par ENGIE E&P International. Il s'agissait de fournir les données permettant d'évaluer le potentiel de production du site, mais également de comprendre les liens entre propriétés pétro-physiques et propriétés de transfert afin de pouvoir utiliser les connaissances acquises sur ce site à d'autres réservoirs. Les grès non-conventionnels se caractérisent par une faible porosité, une faible perméabilité intrinsèque et une forte sensibilité au chargement mécanique et à la saturation. Dans certains cas, sous l'effet conjugué du chargement mécanique et de la saturation en eau, un phénomène appelé « permeability jail » (ou coupure hydraulique), est susceptible de se manifester. Il se traduit par un effondrement des perméabilités relatives au gaz et au liquide dans une certaine gamme de saturation, si bien que ni la phase liquide ni la phase gazeuse ne sont mobiles. Cette situation est évidemment très pénalisante du point de vue de l'exploitation du gisement, ce qui explique l'intérêt d'en comprendre les mécanismes. Cette étude a consisté dans un premier temps, à caractériser la structure poreuse par des observations au microscope optique et des essais de porosimétrie mercure complétés par des mesures de physioadsorption (SBET). Une campagne expérimentale systématique a été mise en place afin d'évaluer l'influence du chargement mécanique et de la saturation sur l'évolution des propriétés de transfert, la porosité et les propriétés poro-mécaniques.

Les observations au microscope optique des grès « tight » ont permis d'obtenir une vue essentiellement qualitative de l'organisation du réseau poreux. Le matériau est ainsi constitué de grains plus ou moins anguleux et de tailles comparables (diamètre compris entre 300 ~ 500 μm). La porosité en grande majorité inter-granulaire, est constituée de macro pore de tailles variables (environ 50 ~ 250 μm) reliés par des fissures ou des joints séparant les grains.

Les essais de porosimétrie par intrusion de mercure (PIM) et par adsorption d'azote (SBET) ont permis d'évaluer la distribution des tailles de pores. Ces deux méthodes sont complémentaires puisque la première permet d'accéder aux pores compris entre 0,01 μm et 400 μm et la deuxième entre 0,001 μm et 0,11 μm . Il apparaît que la majorité des pores se situent dans la gamme 0,1 μm ~ 1 μm . Ces résultats soulignent les précautions qu'il est nécessaire de prendre pour interpréter les mesures de PIM. En effet, la porosité totale mesurée par PIM est proche de celle mesurée par porosité à l'eau alors que les pores de grand diamètre correspondant aux macrospores observés au microscope n'apparaissent pas sur la distribution des tailles de pore de la PIM. Il faut donc garder à l'esprit que la PIM donne plus une répartition des diamètres d'accès aux pores plutôt que le diamètre des pores en eux-mêmes.

Ainsi, nous pouvons supposer que le volume des macropores est « noyé » dans le volume des fissures d'accès à ces pores. Au vu des observations microscopiques, il est raisonnable de considérer que le volume des macropores est grand devant celui des microfissures. Le pic des tailles de pores compris entre 0,1 et 1 μm correspond donc plutôt aux fissures entre grains et leur volume est faible. Les courbes de PIM ont également été utilisées afin d'évaluer les propriétés de transfert par des méthodes couramment employées dans l'ingénierie pétrolière et gazière. Les méthodes de Swanson et de Kamath ont ainsi été mises en œuvre pour prédire la perméabilité intrinsèque, tandis que la perméabilité relative a été évaluée par la méthode de Brooks-Corey. L'ordre de grandeur de la perméabilité intrinsèque obtenu au moyen des deux premières méthodes deux méthodes est comparable aux résultats expérimentaux. En revanche, la prédiction de la perméabilité relative diverge significativement des résultats expérimentaux, notamment pour les hautes saturations liquides ($S_w > 40\%$).

L'étude expérimentale des propriétés de transfert est de l'évolution de la structure poreuse s'est déroulée en deux phases principales : dans un premier temps, sur les matériaux à l'état sec pour évaluer l'impact du chargement mécanique seul, puis, dans un second temps, en saturation partielle. L'étude de l'impact du chargement mécanique sur la perméabilité intrinsèque (sèche) des grès « tight » a confirmé leur grande sensibilité au confinement, et ce, même pour des niveaux de confinement modestes. Ainsi, entre 3 MPa et 10 MPa de confinement, la perméabilité sèche est réduite d'environ 50%. Cela est la marque d'une fermeture des microfissures (ou joints) pilotant les écoulements de fluide dans ce type de matériaux. En parallèle des essais de perméabilité, des mesures de la porosité accessible au gaz ont été menées. Il apparaît, logiquement, que la porosité diminue avec le chargement, mais l'amplitude de cette diminution est incompatible avec le volume initial de ces microfissures. Ainsi, la réduction de porosité moyenne entre 3 et 20 MPa de confinement est de 0,5% qui présente une réduction d'environ 15% du volume poreux, alors que le volume moyen de ces microfissures est supposé d'être très petit par rapport à celui de macropores. L'hypothèse qui est donc formulée est que la fermeture des joints entre grains conduit également à un piégeage de certains macropores. Ce phénomène est ainsi observé jusqu'à un confinement de 20 MPa. Au-delà le matériau se comporte plus « classiquement », c'est-à-dire que la réduction mesurée de la porosité est celle qui est prévue par les lois classiques de la poro-élasticité. Nous en concluons donc, qu'à ce niveau de chargement mécanique, la plupart des microfissures sont déjà fermées.

Ce piégeage de pores, qui est partiellement réversible et associé à la fermeture des microfissures, se traduit en parallèle par de très nettes variations du module de compressibilité du squelette K_b et de la matrice solide K_s et par la variation du coefficient de Biot qui, à faible confinement, est proche de 1 pour finalement atteindre une valeur de 0,5 à 0,7 à fort confinement. L'effet du chargement mécanique sur l'évolution du coefficient de Biot et de la perméabilité a été abordé dans le cadre d'un modèle

micromécanique d'homogénéisation. Malgré la simplicité du modèle (les grains sont supposés incompressibles et la rigidité tangentielle de l'interface est ignorée), les principales observations expérimentales telles que la décroissance du coefficient de Biot et l'évolution de la perméabilité sous contrainte ont pu être correctement approchés.

Enfin, la dernière partie du programme expérimental était dédiée aux mesures à l'état partiellement saturé. Comme attendu, nous avons constaté l'augmentation de la sensibilité à la saturation avec l'augmentation du chargement mécanique et vice versa. En revanche, au-delà de 60% de saturation, la sensibilité au confinement se réduit. Cela a été attribué au fait qu'à ce niveau de saturation, toutes les microfissures pilotant les écoulements sont déjà saturées d'eau et l'impact du chargement mécanique qui tend à les refermer n'a plus que peu d'effet sur les propriétés de transfert. Un critère de variation de la perméabilité relative au gaz (réduction de 98%) a été utilisé pour définir l'apparition du « permeability jail ». Sur la base de ce critère, une saturation critique a été définie, correspondant, pour un niveau de chargement donné à la saturation au-delà de laquelle apparaît le risque de « permeability jail ». Nous espérons ensuite pouvoir fournir des outils « ingénieur » permettant de prédire les conditions d'apparition du « permeability jail » en utilisant des données d'entrée facilement accessibles. Cet espoir s'est heurté à la complexité des phénomènes mis en jeu et aux nombreuses interactions entre la structure poreuse, la nature et la morphologie des joints, la distribution des tailles de pores... Ainsi, il n'a pas été possible de trouver de corrélations très claires permettant de prédire le comportement des matériaux en n'utilisant qu'une donnée d'entrée sans considérer le phénomène dans toute sa complexité. Il n'est néanmoins possible de trouver une corrélation convaincante entre la taille de pore à l'APEX et la saturation à laquelle est susceptible d'apparaître le « permeability jail » (saturation critique). Toutefois cette corrélation n'est valable qu'à faible confinement (3 MPa). La porosité à l'eau paraît également un indice fiable de sensibilité de la saturation critique au confinement.

6.2 Perspectives

Ce travail de thèse a été riche d'enseignements notamment sur la compréhension des liens entre les mécanismes de fermetures des fissures et les propriétés poro-mécaniques et de transfert dans les grès « tight ». Néanmoins, il reste beaucoup de questions en suspens et les difficultés rencontrées pour trouver des indicateurs fiables de prédiction du comportement de ces matériaux sont frustrantes. Plusieurs voies de recherche pourraient permettre de répondre à certaines de nos interrogations.

Sur le plan expérimental, il serait intéressant de réaliser une étude plus paramétrique afin de mieux identifier les liens entre les différents propriétés (la minéralogie, les propriétés poro-mécaniques, la perméabilité, la porosité, la distribution des tailles de pores, etc...). Ainsi, comme le montrent les sections 4.1.2 et 5.4.2, des corrélations apparaissent entre les propriétés des grès « tight » de Touat et

du Rotlegend. Toutefois ces corrélations ne sont pas valables sur l'ensemble des résultats, par exemple la même sensibilité au confinement de la perméabilité peut correspondre à des porosités très différentes. Si l'objectif est de pouvoir généraliser les résultats de ce type d'étude à des roches issus d'autres réservoirs, il serait alors nécessaire de mener une étude plus large que celles généralement entreprises. En effet, bien souvent, les études portent sur un réservoir bien défini, dont les échantillons sont plus ou moins variables, mais dont la fenêtre de variation des principales caractéristiques de base (minéralogie, origine diagénétique, porosité, tailles de grains, perméabilité sèche...) reste étroite. Il pourrait être ainsi profitable de pouvoir mener une étude systématique sur des échantillons issus de différents réservoirs et choisis de manière à offrir une gamme de caractéristiques large et bien identifiée. Une étude bibliographique en ce sens pourrait déjà apporter certains indices, mais si les méthodes de caractérisation de base (porosité, PIM, minéralogie...) sont relativement standardisées et donc comparables, la diversité des techniques (et des conditions expérimentales comme la pression de confinement ou la pression d'injection) de mesure des propriétés de transfert rendrait cette entreprise difficile. Une telle étude tirerait par ailleurs profit d'être adossée à une modélisation micromécanique (même simplifiée) qui aiderait certainement à identifier et valider les hypothèses sur les mécanismes pilotant les propriétés de transfert. Dans cette optique, et à l'instar de ce qui a été présenté au paragraphe 4.2 pour le coefficient de Biot, nous espérons bientôt pouvoir tester un modèle de perméabilité relative faisant intervenir le chargement mécanique pour mieux comprendre le phénomène du « permeability jail ».

Par ailleurs, dans le cadre de cette thèse, la caractérisation du réseau poreux n'a pas été poussée aussi loin qu'elle aurait pu l'être en utilisant d'autres méthodes. La nano(micro)-tomographie aux rayons X permettrait ainsi de représenter la microstructure interne du matériau [116]. Cette technique, consiste à obtenir des images de sections régulièrement espacées du matériau, avec des résolutions maximum pouvant atteindre 50 nm (pour la nano-CT) et 0,7 μm (pour la micro-CT) [117]. A partir de ces images, la structure poreuse tridimensionnelle est reconstruite en utilisant un logiciel spécialisé. Pour les grès « tight » étudiés dans cette thèse, la représentation du réseau poreux en 3D obtenue par la nano(micro)-tomographie présenterait l'avantage, par rapport à la microscopie optique, d'obtenir des informations utiles comme la taille caractéristique des grains, la connectivité et la tortuosité du réseau poreux etc. Il aurait également été utile (et plus facile à mettre en œuvre que la tomographie aux rayons X) de pouvoir réaliser des observations par microscopie électronique à balayage (MEB). Ces observations auraient permis d'obtenir une image plus fine (même si cela reste qualitatif) de l'organisation du réseau poreux. Par ailleurs, l'utilisation en parallèle d'une sonde EDS aurait fourni des renseignements utiles sur la composition des joints inter granulaires permettant de mieux anticiper la rigidité de ces joints du point de vue de la modélisation micro-mécanique.

Dans la section 5.4.2 nous avons souligné le fait que les informations relatives à la structure du réseau poreux sous chargement mécanique ne sont pas disponibles. Seule la PIM donne une image de cette structure mais dans un état qui s'apparente à un état non chargé. L'évolution de la distribution des tailles de pores (ou de leurs rayons d'entrée) avec le chargement mécanique permettrait très certainement de mieux expliquer l'évolution de la perméabilité à l'état partiellement saturé sous confinement. Cela avait déjà été souligné dans les perspectives des travaux de thèse de Fu [2] et reste à notre sens une des voies de recherche à ne pas négliger pour accroître notre compréhension de ces phénomènes. Il semblerait ainsi utile d'étudier la possibilité d'adapter la technique de la désaturation par poussée [118], initialement prévue pour un matériau partiellement saturé d'eau et d'huile, au cas qui nous intéresse, c'est-à-dire un matériau partiellement saturé de gaz et d'eau. Si cette technique pouvait être adaptée avec succès, elle permettrait ainsi d'obtenir l'isotherme de désorption et la courbe de perméabilité relative au gaz d'un matériau sous différents chargements mécaniques. L'adaptation de cette technique à notre cas présente un certain nombre de difficultés, notamment expérimentales, qui ont pour certaines déjà été identifiées. Malgré ces difficultés, les résultats espérés de la désaturation par poussée apporteront un éclairage très intéressant quant à la compréhension du comportement du réseau poreux sous confinement.

R é f é r e n c e s

1. Naik, G.C. Tight Gas Reservoirs—An Unconventional Natural Energy Source for the Future. 2003 [cited 2008; Available from: www.sublette-se.org/files/tight_gas.pdf].
2. Fu, X., Coupure hydraulique et potentiel de production en gaz de r é s e r v o i r d e g r è s «tight»: é t u d e e x p é r i m e n t a l e . 2013, Ecole Centrale de Lille: Lille. p. 149.
3. Khlaifat, A., et al., Take up unconventional challenge is a game changer in oil and gas industry. 2010.
4. McGlade, C., Speirs, J., and Sorrell, S., Unconventional gas – A review of regional and global resource estimates. *Energy*, 2013. **55**: p. 571-584.
5. Mischkulnig, D., et al. Unconventional Gas: Managing Risks and Impacts [en ligne]. 2015; Available from: <http://www.audit.vic.gov.au/publications/20150819-Unconventional-gas/20150819-Unconventional-gas.html#s00>.
6. Division, E.M. Tight gas sands [en ligne] 2006; Available from: http://emd.aapg.org/technical_areas/tightGas.cfm.
7. agency, I.e., World energy investment outlook. 2014.
8. Zou, C., Unconventional petroleum geology. 2012: Elsevier.
9. Rushing, J.A., Newsham, K.E., and Blasingame, T.A. Rock Typing: Keys to Understanding Productivity in Tight Gas Sands. in SPE Unconventional Reservoirs Conference. 2008. Keystone, Colorado, USA: Society of Petroleum Engineers.
10. Kameda, A., Permeability evolution in sandstone: Digital rock approach. 2004, Stanford University: Stanford.
11. Ehrenberg, S.N., Measuring sandstone compaction from modal analysis of thin sections: how to do it and what the results mean. *Journal of Sedimentary Research*, 1995. **65**(2): p. 369-379.
12. Weltje, G.J. and Alberts, L.J.H., Packing states of ideal reservoir sands: Insights from simulation of porosity reduction by grain rearrangement. *Sedimentary Geology*, 2011. **242**(1): p. 52-64.
13. Ahmad, A.H.M. and Bhat, G.M., Petrofacies, provenance and diagenesis of the dhosa sandstone member (Chari Formation) at Ler, Kachchh sub-basin, Western India. *Journal of Asian Earth Sciences*, 2006. **27**(6): p. 857-872.

14. Higgs, K.E., et al., Diagenesis, porosity evolution, and petroleum emplacement in tight gas reservoirs, Taranaki Basin, New Zealand. *Journal of Sedimentary Research*, 2007. **77**(12): p. 1003-1025.
15. Barwis, J., McPherson, J., and Studlick, J., *Sandstone petroleum reservoirs*. 2012: Springer Science & Business Media.
16. Bjorlykke, K. and Egeberg, P.K., Quartz cementation in sedimentary basins. *AAPG bulletin*, 1993. **77**(9): p. 1538-1548.
17. Molenaar, N., Cyziene, J., and Sliupa, S., Quartz cementation mechanisms and porosity variation in Baltic Cambrian sandstones. *Sedimentary Geology*, 2007. **195**(3): p. 135-159.
18. Fox, J., et al., Porosity variation in the Tensleep and its equivalent the Weber Sandstone, Western Wyoming: A log and petrographic analysis. 1975.
19. Wilson, M.D. and Stanton, P.T., Diagenetic mechanisms of porosity and permeability reduction and enhancement. *The society for sedimentary geology*, 1994.
20. Tournier, F., Mécanismes et contrôle des phénomènes diagenétiques en milieu acide dans les grès de l'Ordovicien glaciaire du bassin de Sbaa, Algérie. 2010, Université Paris 11: Paris.
21. Tiab, D. and Donaldson, E.C., *Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties*. 2011: Gulf professional publishing.
22. Kennedy, M., *Practical petrophysics*. Vol. 62. 2015: Elsevier.
23. Dullien, F.A., *Porous media: fluid transport and pore structure*. 2012: Academic press.
24. M'jahad, S., Impact de la fissuration sur les propriétés de rétention d'eau et de transport de gaz des géomatériaux: Application au stockage géologique des déchets radioactifs. 2012, Ecole Centrale de Lille: Lille.
25. Shanley, K.W., Cluff, R.M., and Robinson, J.W., Factors controlling prolific gas production from low-permeability sandstone reservoirs: Implications for resource assessment, prospect development, and risk analysis. *AAPG bulletin*, 2004. **88**(8): p. 1083-1121.
26. Cluff, R.M. and Byrnes, A.P. Relative Permeability In Tight Gas Sandstone Reservoirs-The "Permeability Jail" Model. in *SPWLA 51st Annual Logging Symposium*. 2010. Perth, Australia: Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts.
27. Biot, M.A., General theory of three - dimensional consolidation. *Journal of applied physics*, 1941. **12**(2): p. 155-164.
28. Biot, M.A. and Willis, D.G., The Theory of Consolidation. *J. Appl Elastic Coefficients of the Mech*, 1957. **24**: p. 594-601.
29. Biot, M.A., Mechanics of deformation and acoustic propagation in porous media. *Journal of applied physics*, 1962. **33**(4): p. 1482-1498.
30. Coussy, O., *Poromechanics*. 2004: John Wiley & Sons.
31. Bolton, M.D., *A guide to soil mechanics*. 1991: Universities Press.

32. Zimmerman, R.W., Compressibility of sandstones. 1990: Elsevier.
33. Rilem, T., 116-PCD: Permeability of Concrete as a Criterion of its Durability. *Materials and Structures*, 1999. **32**(4): p. 174-179.
34. Nooruddin, H.A., et al., Comparison of permeability models using mercury injection capillary pressure data on carbonate rock samples. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2014. **121**: p. 9-22.
35. Brunauer, S., Emmett, P.H., and Teller, E., Adsorption of gases in multimolecular layers. *Journal of the American chemical society*, 1938. **60**(2): p. 309-319.
36. Baroghel-Bouny, V., Caractérisation microstructurale et hydrique des pâtes de ciment et des bétons ordinaires et à très hautes performances. 1994, Ecole Nationale des Ponts et Chaussées: Paris.
37. Yven, B., et al., Mineralogy, texture and porosity of Callovo-Oxfordian argillites of the Meuse/Haute-Marne region (eastern Paris Basin). *Mémoires de la Société géologique de France*, 2007. **178**: p. 73-90.
38. Klinkenberg, L.J. The permeability of porous media to liquids and gases. in *Drilling and production practice*. 1941. New York: American Petroleum Institute.
39. Meziani, H. and Skoczylas, F., An experimental study of the mechanical behaviour of a mortar and of its permeability under deviatoric loading. *Materials and structures*, 1999. **32**(6): p. 403-409.
40. Skoczylas, F., Ecoulements et couplages fluide-squelette dans les milieux poreux: études expérimentales et numériques. 1996, Université de science et technologie de Lille: Lille.
41. Davy, C., et al., Permeability of macro-cracked argillite under confinement: gas and water testing. *Physics and Chemistry of the Earth.*, 2007. **32**(8): p. 667-680.
42. Chen, X., et al., Coupled transport and poro-mechanical properties of a heat-treated mortar under confinement. *Cement and Concrete Research*, 2013. **49**: p. 10-20.
43. Skoczylas, F., Burlion, N., and Yurtdas, I., About drying effects and poro-mechanical behaviour of mortars. *Cement and Concrete Composites*, 2007. **29**(5): p. 383-390.
44. Lion, M., Influence de la température sur le comportement poromécanique ou hydraulique d'une roche carbonatée et d'un mortier. *Etudes expérimentales*. 2004, Université des Sciences et Technologie de Lille-Lille I: Lille.
45. Nur, A. and Byerlee, J.D., An exact effective stress law for elastic deformation of rock with fluids. *Journal of Geophysical Research*, 1971. **76**(26): p. 6414-6419.
46. Lion, M., Skoczylas, F., and Ledéret, B., Determination of the main hydraulic and poro-elastic properties of a limestone from Bourgogne, France. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2004. **41**(6): p. 915-925.

47. Fu, X., et al., Effect of mechanical loading and water saturation on the gas recovery of tight gas: experimental study, in International Symposium of the society of Core Analysts. 2012: Aberdeen, Scotland, UK.
48. Bignonnet, F., et al., Experimental measurements and multi-scale modelling of the relative gas permeability of a clay-rich tight carbonate. *Oil & Gas Science and Technology*, 2016. **71**(4): p. 55.
49. Song, Y., Réention d'eau et microstructure fine de l'argilite de Bure. 2014, Ecole Centrale de Lille: Lille.
50. Albrecht, D. and Reitenbach, V., Investigations on fluid transport properties in the North-German Rotliegend tight gas sandstones and applications. *Environmental Earth Sciences*, 2015. **73**(10): p. 5791-5799.
51. Zhu, P., et al., Permeability Prediction of Tight Sandstone Reservoirs Using Improved BP Neural Network. *Open Petroleum Engineering Journal*, 2015. **8**(1): p. 288-292.
52. Gao, H. and Li, H., Pore structure characterization, permeability evaluation and enhanced gas recovery techniques of tight gas sandstones. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2016. **28**: p. 536-547.
53. Duan, Z., et al., Gas recovery potential of sandstones from tight gas reservoirs. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2014. **65**: p. 75-85.
54. Winslow, D.N. and Diamond, S., Specific Surface of Hardened Portland Cement Paste as Determined by Small - Angle X - Ray Scattering. *Journal of The American Ceramic Society*, 1974. **57**(5): p. 193-197.
55. Xiao, L., et al., An empirical approach of evaluating tight sandstone reservoir pore structure in the absence of NMR logs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2016. **137**: p. 227-239.
56. Wang, H., Rezaee, R., and Saeedi, A., Evaporation Process and Pore Size Distribution in Tight Sandstones: A Study Using NMR and MICP. *Procedia Earth and Planetary Science*, 2015. **15**: p. 767-773.
57. Matthews, G.P., Moss, A.K., and Ridgway, C.J., The effects of correlated networks on mercury intrusion simulations and permeabilities of sandstone and other porous media. *Powder Technology*, 1995. **83**(1): p. 61-77.
58. Comisky, J.T., et al. A comparative study of capillary-pressure-based empirical models for estimating absolute permeability in tight gas sands. in *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. 2007. Anaheim: Society of Petroleum Engineers.
59. Swanson, B.F., A simple correlation between permeabilities and mercury capillary pressures. *Journal of Petroleum Technology*, 1981. **33**(12): p. 2498-2504.

60. Kamath, J., Evaluation of accuracy of estimating air permeability from mercury-injection data. *SPE Formation evaluation*, 1992. **7**(4): p. 304-310.
61. Brooks, R.H. and Corey, A.T., Hydraulic properties of porous media and their relation to drainage design. *Transactions of the ASAE*, 1964. **7**(1): p. 26-28.
62. Shanley, K.W., Cluff, R.M., and Robinson, J.W., Prolific gas production from low-permeability sandstone reservoirs: Part II, in *AAPG Annual Convention*. 2007: Long Beach, California, USA.
63. Holditch, S.A., Tight gas sands. *Journal of Petroleum Technology*, 2006. **58**(6): p. 86-93.
64. Schmitt, M., et al., Characterization of Brazilian tight gas sandstones relating permeability and angstrom-to micron-scale pore structures. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2015. **27**: p. 785-807.
65. Fu, X., et al., Experimental study of the stress dependence of the absolute and relative permeabilities of some tight gas sandstones. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2015. **77**(0): p. 36-43.
66. Warpinski, N.R. and Teufel, L.W., Determination of the effective-stress law for permeability and deformation in low-permeability rocks. *SPE formation evaluation*, 1992. **7**(2): p. 123-131.
67. Vairogs, J., et al., Effect of rock stress on gas production from low-permeability reservoirs. *Journal of Petroleum Technology*, 1971. **23**(9): p. 1161-1167.
68. Thomas, R.D. and Ward, D.C., Effect of overburden pressure and water saturation on gas permeability of tight sandstone cores. *Journal of Petroleum Technology*, 1972. **24**(2): p. 120-124.
69. Jones, F.O. and Owens, W.W., A laboratory study of low-permeability gas sands. *Journal of Petroleum Technology*, 1980. **32**(9): p. 1631-1640.
70. Dong, J.J., et al., Stress-dependence of the permeability and porosity of sandstone and shale from TCDP Hole-A. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2010. **47**(7): p. 1141-1157.
71. Zhang, H.Y., et al., Experimental Study on Stress Sensitivity of Ultra-Low Permeability Sandstones. *Applied Mechanics and Materials*, 2013. **318**: p. 279-283.
72. Zhang, R., et al., A laboratory study of the porosity-permeability relationships of shale and sandstone under effective stress. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2016. **81**: p. 19-27.
73. Zheng, J., et al., Relationships between permeability, porosity and effective stress for low-permeability sedimentary rock. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2015. **78**: p. 304-318.
74. Ostensen, R.W., Microcrack permeability in tight gas sandstone. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 1983. **23**(6): p. 919-927.

75. David, C., et al., Laboratory measurement of compaction-induced permeability change in porous rocks: Implications for the generation and maintenance of pore pressure excess in the crust. *Pure and Applied Geophysics*, 1994. **143**(1-3): p. 425-456.
76. Ghabezloo, S., et al., Effective stress law for the permeability of a limestone. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2009. **46**(2): p. 297-306.
77. Liu, H.H., Rutqvist, J., and Berryman, J.G., On the relationship between stress and elastic strain for porous and fractured rock. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2009. **46**(2): p. 289-296.
78. Chen, X., Effet du chauffage sur le comportement m é c a n i q u e e t p o r o - m é c a n i q u e d e m a t é r i a u x c i m e n t a i r e s - p r o p r i é t é s h y d r a u l i q u e s e t c h a n g e m e n t s m o r p h o l o g i q u e s . 2009, Ecole Centrale de Lille: Lille.
79. Jeannin, L., et al. Hydraulic cut-off and gas recovery potential of sandstones from Tight Gas Reservoirs: a laboratory investigation. in *45th US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium*. 2011. San Francisco, California, USA: American Rock Mechanics Association.
80. Byrnes, A.P., Reservoir characteristics of low-permeability sandstones in the Rocky Mountains. *The Mountain Geologist*, 1997. **34**(1): p. 39-51.
81. Byrnes, A.P., Sampath, K., and Randolph, P.L. Effect of pressure and water saturation on permeability of western tight sandstones. in *Fifth Annual DOE Symposium on Enhanced Oil and Gas Recovery and Improved Drilling Technology*. 1979.
82. Rodriguez, C.A., Stress-dependent permeability on tight gas reservoirs. 2005, Texas A&M University: Texas, USA.
83. Zisser, N. and Nover, G., Anisotropy of permeability and complex resistivity of tight sandstones subjected to hydrostatic pressure. *Journal of Applied Geophysics*, 2009. **68**(3): p. 356-370.
84. Zhang, R., et al., Impacts of nanopore structure and elastic properties on stress-dependent permeability of gas shales. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 2015. **26**: p. 1663-1672.
85. Zhang, F., et al., About the interest of using gas to evaluate permeability of damaged granite. *European Journal of Environmental and Civil Engineering*, 2015: p. 1-10.
86. Zimmerman, R.W., Somerton, W.H., and King, M.S., Compressibility of porous rocks. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 1986. **91**(B12): p. 12765-12777.
87. Chen, X., et al., Effect of heat-treatment and hydrostatic loading upon the poro-elastic properties of a mortar. *Cement and Concrete Research*, 2009. **39**(3): p. 195-205.
88. Al - Wardy, W. and Zimmerman, R.W., Effective stress law for the permeability of clay - rich sandstones. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 2004. **109**(B4).

89. Zimmerman, R.W., Kumar, S., and Bodvarsson, G.S., Lubrication theory analysis of the permeability of rough-walled fractures. *International journal of rock mechanics and mining sciences & geomechanics abstracts*, 1991. **28**(4): p. 325-331.
90. Zimmerman, R.W. and Bodvarsson, G.S., Hydraulic conductivity of rock fractures. *Transport in porous media*, 1996. **23**(1): p. 1-30.
91. Bernab é Y., Mok, U., and Evans, B., Permeability-porosity relationships in rocks subjected to various evolution processes. *Pure and Applied Geophysics*, 2003. **160**(5-6): p. 937-960.
92. Witherspoon, P.A., Validity of cubic law for fluid flow in a deformable rock fracture. 1979, Lawrence Berkeley Laboratory.
93. Kwon, O., et al., Permeability of Wilcox shale and its effective pressure law. *Journal of Geophysical Research*, 2001. **106**(B9): p. 19339-19353.
94. Brower, K.R. and Morrow, N.R., Fluid flow in cracks as related to low-permeability gas sands. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 1985. **25**(2): p. 191-201.
95. Smith, T.M., Sayers, C.M., and Sondergeld, C.H., Rock properties in low-porosity/low-permeability sandstones. *The Leading Edge*, 2009. **28**(1): p. 48-59.
96. Boutéca, M., et al., Réflexion sur l'origine de l'évolution du coefficient de biot des argilites au cours d'un chargement mécanique, in *Actes des journées scientifiques de l'Andra*. 1999: Nancy.
97. Christensen, N.I. and Wang, H.F., The influence of pore pressure and confining pressure on dynamic elastic properties of Berea sandstone. *Geophysics*, 1985. **50**(2): p. 207-213.
98. Blöcher, G., et al., Direct and indirect laboratory measurements of poroelastic properties of two consolidated sandstones. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2014. **67**: p. 191-201.
99. Homand, F., et al., P é r o f a b r i q u e e t p r o p r i é t é s m é c a n i q u e s d e s a r g i l i t e s . *Comptes Rendus Geoscience*, 2006. **338**(12): p. 882-891.
100. Hu, D.W., et al., Evolution of poroelastic properties and permeability in damaged sandstone. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2010. **47**(6): p. 962-973.
101. Dormieux, L., Jeannin, L., and Gland, N., Homogenized models of stress-sensitive reservoir rocks. *International Journal of Engineering Science*, 2011. **49**(5): p. 386-396.
102. He, Z., et al., A poroelastic model for the effective behavior of granular materials with interface effect. *Mechanics Research Communications*, 2012. **43**: p. 41-45.
103. Sanahuja, J., et al., Micromechanical explanation of elasticity and strength of gypsum: from elongated anisotropic crystals to isotropic porous polycrystals. *Journal of engineering mechanics*, 2009. **136**(2): p. 239-253.

104. Fritsch, A., et al., Mechanical behavior of hydroxyapatite biomaterials: An experimentally validated micromechanical model for elasticity and strength. *Journal of Biomedical Materials Research*, 2009. **88**(1): p. 149-161.
105. Dormieux, L., et al., Micromechanical models of the strength of a sandstone. *International journal for numerical and analytical methods in geomechanics*, 2010. **34**(3): p. 249-271.
106. Dormieux, L., Kondo, D., and Ulm, F.J., *Microporomechanics*. 2006: John Wiley & Sons.
107. Maalej, Y., *Comportement mécanique d'un milieu granulaire injecté par un coulis de ciment: étude expérimentale et modélisation micromécanique*. 2007, Ecole Nationale des Ponts et Chaussées: Paris.
108. Barton, N., Bandis, S., and Bakhtar, K., Strength, deformation and conductivity coupling of rock joints. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts*, 1985. **22**(3): p. 121-140.
109. Arzt, E., The influence of an increasing particle coordination on the densification of spherical powders. *Acta Metallurgica*, 1982. **30**(10): p. 1883-1890.
110. Heller, R., Vermeylen, J., and Zoback, M., Experimental investigation of matrix permeability of gas shales. *AAPG bulletin*, 2014. **98**(5): p. 975-995.
111. van Golf-Racht, T.D., *Fundamentals of fractured reservoir engineering*. Vol. 12. 1982: Elsevier.
112. Bandis, S.C., Lumsden, A.C., and Barton, N.R. Fundamentals of rock joint deformation. in *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts*. 1983. Elsevier.
113. Rutqvist, J. and Stephansson, O., The role of hydromechanical coupling in fractured rock engineering. *Hydrogeology Journal*, 2003. **11**(1): p. 7-40.
114. Tsang, C.F., et al., Coupled thermo-hydro-mechanical processes in the near field of a high-level radioactive waste repository in clay formations. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2012. **49**: p. 31-44.
115. Byrnes, A.P., Issues with gas relative permeability in low-permeability sandstones, in *Understanding, exploring, and developing tight-gas sands*. 2008: Vail Hedberg. p. 63-76.
116. Baruchel, J., Buffiere, J.-Y., and Maire, E., *X-ray tomography in material science*. 2000: Hermes science publications. 208.
117. Bin, B., et al., Multi-scale method of Nano (Micro)-CT study on microscopic pore structure of tight sandstone of Yanchang Formation, Ordos Basin. *Petroleum Exploration and Development*, 2013. **40**(3): p. 354-358.
118. Ramakrishnan, T.S. and Cappiello, A., A new technique to measure static and dynamic properties of a partially saturated porous medium. *Chemical engineering science*, 1991. **46**(4): p. 1157-1163.

Titre en français :

Pétrophysiques et micromécaniques des grès «tight » en relation avec leur microstructure

Résumé en français :

Ce travail de thèse consiste à identifier les propriétés pétrophysiques et de transfert de roches provenant d'un réservoir de grès «tight » en Afrique du nord exploité par ENGIE EPI. Il s'agit d'identifier les liens entre les propriétés de transfert, les propriétés poro-mécanique, la sensibilité au chargement mécanique ou à la saturation en eau, et quelques indicateurs comme la porosité la distribution des tailles de pores, la perméabilité intrinsèque, les caractéristiques pétrographiques etc. Le but est de pouvoir prédire le comportement de matériaux différents de ceux étudiés dans cette thèse, en utilisant des données d'entrée « facilement » accessibles, fournissant ainsi des outils permettant d'évaluer la qualité d'un nouveau réservoir sans passer par une caractérisation exhaustive, longue et coûteuse du matériau constituant ce réservoir.

Mots-clefs : grès «tight », perméabilité porosité chargement mécanique, saturation en eau.

Titre en anglais :

Petrophysic and micromechanic of tight sandstones in relation to their microstructure

Résumé en anglais:

This work of thesis focuses on the identification of the petrophysical and transfer properties of rocks originating from a tight sandstone reservoir in North Africa operated by ENGIE EPI. It needs to identify the links between the transfer properties, poro-mechanical properties, sensitivity to mechanical loading or water saturation, and some indications such as porosity, pore size distribution, intrinsic permeability, petrographic features etc. The aim is to predict the behavior of materials that are different from those that studied in this thesis by using the “easily” accessible input data, providing tools for evaluating the quality of a new reservoir without passing through an exhaustive, long and expensive characterization of the material forming this reservoir.

Mots-clefs: tight sandstone, permeability, porosity, mechanical loading, water saturation.