



**HAL**  
open science

# Étude des interférences entre injections multiples de CO<sub>2</sub> dans un aquifère salin profond à l'échelle industrielle

Sarah Bouquet

► **To cite this version:**

Sarah Bouquet. Étude des interférences entre injections multiples de CO<sub>2</sub> dans un aquifère salin profond à l'échelle industrielle. Sciences de la Terre. Ecole Nationale Supérieure des Mines de Paris, 2013. Français. NNT : 2013ENMP0059 . pastel-00960619

**HAL Id: pastel-00960619**

**<https://pastel.hal.science/pastel-00960619>**

Submitted on 18 Mar 2014

**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.

École doctorale n°398 : Géosciences et Ressources Naturelles

**Doctorat ParisTech**

**T H È S E**

pour obtenir le grade de docteur délivré par

**l'École nationale supérieure des mines de Paris**

**Spécialité « Hydrologie et Hydrogéologie quantitatives »**

*présentée et soutenue publiquement par*

**Sarah BOUQUET**

le 17 décembre 2013

**Etude des interférences entre injections multiples de CO<sub>2</sub>  
dans un aquifère salin profond à l'échelle industrielle**

**Interferences between multiple industrial-scale CO<sub>2</sub> injections  
in a deep saline aquifer**

Directeur de thèse : **Dominique BRUEL**

Co-directrice de thèse : **Chantal de FOUQUET**

**M. Julio GONCALVES**, Professeur, Université d'Aix Marseille

**Mme Mickaele LE RAVALEC**, Docteur HDR, IFP Energies Nouvelles

**M. Philippe RENARD**, Professeur, Université de Neuchâtel (Suisse)

**M. Pascal AUDIGANE**, Docteur, BRGM

**M. Dominique BRUEL**, Maître de recherche, Mines ParisTech

**Mme Chantal de FOUQUET**, Directrice de recherche, Mines ParisTech

Président

Rapporteur

Rapporteur

Examineur

Examineur

Examineur

**MINES ParisTech**

**Centre de Géosciences**

35 rue Saint-Honoré, 77300 Fontainebleau, France

**T  
H  
È  
S  
E**



---

## Remerciements

Ces travaux de thèse ont été effectués dans le cadre de la Chaire CTSC (Capture, Transport et Stockage de CO<sub>2</sub>). Cette chaire a permis à la fois de financer des thèses couvrant, au sens large, cette thématique et à contribuer au suivi des travaux en mettant en place des échanges réguliers, associant des intervenants et participants d'horizons divers. Mes premiers remerciements vont donc à la Chaire et à ces participants qui ont accepté et financé ce sujet de thèse ainsi que pour ces rencontres/séminaires qui permettaient une mise à jour bénéfique pour l'avancée des travaux.

Je remercie les membres du jury qui ont accordé du temps et leur attention à mon travail.

Je remercie mes encadrants, Dominique Bruel et Chantal de Fouquet, pour avoir accepté que je m'engage dans ces travaux de thèse, pour m'avoir fait confiance et accompagnée au cours de mes pérégrinations dans le monde de la recherche. Merci pour nos échanges et vos conseils prodigués au cours de la thèse.

Sans pouvoir citer toutes les personnes qui ont pu m'aider, je tenais à remercier en particulier : Hélène Beucher pour les discussions à propos du modèle 3D de bassin et pour toutes les simulations des réalisations de ce modèle sous Isatis ; ainsi que les personnes de Kidova pour leur aide indispensable et leur réactivité afin de résoudre le problème du passage de Gocad à Tough2 pour le modèle 3D, et mes courageux re-lecteurs.

Mes remerciements vont également aux membres de l'équipe SHR pour m'avoir accueilli au sein de l'équipe à Fontainebleau, en particulier à Kayad Ahmed Moussa qui m'a adopté dans son bureau, à Patrick Goblet et Emmanuel Ledoux pour leurs conseils et commentaires pertinents, à la joyeuse youth team qui se fait et se défait au grès des soutenances, post-doc, renouvellement de contrats (bon courage pour la suite à Baptiste, Ghassan, Laurianne, Léna, Wilfried) et à Dominique Vassiliadis qui est toujours d'une aide précieuse pour toutes les formalités administratives.

Je remercie tous ceux que j'ai rencontré à Fontainebleau, souvent à travers l'école des Mines, pour les échanges et amitiés qui se sont construites, arrondissant les angles des errances de thésard (big-up spécial pour Estelle et Amira qui n'ont jamais été à court d'idées ou de persévérance pour me sortir la tête de mon pc).

Plus généralement, j'adresse mes remerciements à toutes celles et ceux qui m'ont incité et donné l'envie d'entrer dans la cours de jeux de la recherche.

Enfin, je remercie tous ceux qui m'ont entouré pendant ce périple : ma famille pour leur soutien au cours de ces longues années d'études, mes amis (CMAJSPBFHGETL..., entourez votre initiale :-)) et Léo qui, entre deux pépites d'or en Australie ou deux morceaux de phosphates en Arabie, a su se transformer en mon motor/advisor/corrector/translator/...

---

## Résumé :

Le stockage géologique de CO<sub>2</sub> est envisagé pour contribuer à la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère. Dans le cadre d'injection de CO<sub>2</sub> à l'échelle industrielle (millions à gigatonnes de CO<sub>2</sub>), les aquifères salins profonds seraient les mieux adaptés à ce type de projets en terme de capacité.

Toutefois, ces injections vont affecter le système naturel en induisant des perturbations des gradients de pression à court et à moyen terme.

Des études prévisionnelles sont nécessaires pour évaluer ces perturbations ainsi que les risques de contamination (fuites de CO<sub>2</sub>, déplacement des fluides natifs), et les risques d'interférences entre projets d'injection ou entre utilisations du sous-sol.

Les aquifères salins étant généralement peu caractérisés, les incertitudes géologiques sont à considérer lors de l'étude de faisabilité du stockage et des risques associés puisque les paramètres géologiques influencent la réponse du système à l'injection. Nous nous sommes intéressés aux incertitudes résultantes en termes de prévisions de perturbations de pression et de migration de CO<sub>2</sub> et à leurs conséquences sur la faisabilité des projets de stockage. Dans un premier temps, les incertitudes de modélisation (changement d'échelle, résolution de la variabilité spatiale des propriétés pétrophysiques) et géologiques (propriétés pétrophysiques de la formation d'injection et de la couverture) ont été étudiées sur des modèles 2D conceptuels. L'objectif étant de balayer les champs d'incertitudes pour des modèles peu coûteux en temps de calcul, pour ensuite, réduire les évaluations à effectuer dans le cadre de la modélisation 3D régionale du système souterrain et y appliquer des méthodes simplifiées, validées en deux dimensions.

Des centaines de réalisations stochastiques sont utilisées pour évaluer l'influence de la variabilité spatiale de la perméabilité. Pour limiter le nombre de simulations d'écoulement à effectuer, des méthodes de sélection de réalisations, à partir de "proxy-réponse" (i.e. approximation de la réponse par une méthode de calcul simplifiée) ont été testées et validées.

Ensuite, les modèles 3D sont construits à partir des données d'un modèle hydrogéologique du bassin parisien. Différents scénarios d'injection sont envisagés. La sensibilité de la réponse est étudiée principalement par rapport à la variabilité spatiale de la perméabilité et à la compressibilité des pores. Cette dernière étape permet de mieux appréhender les risques d'interférences en fonction des incertitudes majeures, d'une part des paramètres géologiques, et d'autre part des paramètres physiques liés à l'injection.

**Mots clés :** Stockage géologique de CO<sub>2</sub>, Aquifère, Echelle régionale, Incertitudes géologiques, Interférences, Hétérogénéités.

---

## Abstract :

This thesis studies the regional-scale response of an aquifer system to a massive CO<sub>2</sub> injection. Industrial-scale CO<sub>2</sub> injections into deep saline aquifers affect natural groundwater systems by generating short-term to medium-term pressure gradient perturbations.

To evaluate contamination risks and interference risks between injection projects or other uses of underground space, modelling studies become necessary. The geological parameters of underground formations are also to be taken into consideration as they certainly influence the injection response. But, saline aquifers are generally poorly-characterized which adds uncertainties to an already complex system.

This thesis aims to explore uncertainties in pressure perturbations and CO<sub>2</sub> migration predictions, and their consequences in terms of CO<sub>2</sub> storage feasibility studies.

Firstly, modelling and geological uncertainties have been tested on 2D conceptual models. This step, based on simpler models than 3D ones, allows a fast uncertainties discrimination and save computational time. Hundreds of stochastic realizations are generated to define the influence of permeability spatial variability. To limit the number of flow simulations, selection procedures of realizations are applied and tested. Selections are derived from fast-calculations methods called "proxy-response".

Secondly, once these methods have been 2D tested and validated, and once a number of uncertainties have been eliminated, these methods and related ones are applied to the underground system 3D modelling. The 3D models have been built based on available data from an existing Paris Basin hydrogeological model. Several injection scenarios have been considered and tested. Permeability spatial variability and pore compressibility are the two main parameters chosen to evaluate the injection response. This last step allows a better definition of interference risks between the major uncertainties from geological parameters and injection-related physical parameters.

**Keywords :** CO<sub>2</sub> geological storage, Deep saline aquifer, Large scale, Geological uncertainties, Interferences, Heterogeneities.

---

*"Ce sont rarement les réponses qui apportent la vérité,  
mais l'enchaînement des questions"*  
*Daniel Pennac*

# Table des matières

<b>Introduction</b>	<b>1</b>
Contexte général . . . . .	1
Principes et conditions du stockage géologique du CO <sub>2</sub> . . . . .	2
Problématiques spécifiques et plan du mémoire . . . . .	5
<b>I Bibliographie et positionnement du sujet</b>	<b>9</b>
<b>1 État de l’art</b>	<b>11</b>
1.1 Equations d’écoulement et paramètres associés . . . . .	11
1.2 Les recherches et les projets de stockage de CO <sub>2</sub> dans un aquifère salin à grande échelle . . . . .	15
1.3 Interférences et contaminations liées à la perturbation de pression . . . . .	28
1.4 Paramètres géologiques influençant la réponse du système . . . . .	33
1.5 Synthèse du chapitre 1 . . . . .	43
<b>2 Choix et caractéristiques des modèles numériques</b>	<b>53</b>
2.1 Etudes comparatives des logiciels de simulation et le choix de TOUGH2/ECO2N	53
2.2 Caractéristiques des modèles . . . . .	55
2.3 Analogue géologique du bassin sédimentaire de Paris . . . . .	57
<b>II Etude de sensibilité de la réponse du système via des modèles 2D</b>	<b>71</b>
<b>3 Le Changement d’échelle</b>	<b>79</b>
3.1 Résolution du maillage et modélisation du stockage de CO <sub>2</sub> . . . . .	79
3.2 Comparaison de méthodes simples de changement d’échelle appliquées au modèle 2D . . . . .	80
3.3 Conclusion sur l’efficacité et la validité du changement d’échelle . . . . .	87
<b>4 Incertitudes liées à la variabilité spatiale des paramètres géologiques</b>	<b>91</b>
4.1 Différentes méthodes de représentation des propriétés des roches . . . . .	94
4.2 Construction des champs de perméabilité . . . . .	96
4.3 Influence du modèle de champ de perméabilité sur la réponse en pression . . . . .	99
4.4 Influence du modèle de perméabilité sur la migration et la dissolution du CO <sub>2</sub> . . . . .	104
4.5 Discussion sur les modèles de champ de perméabilité . . . . .	106



## TABLE DES MATIÈRES

---

4.6	Influence de la variabilité spatiale de la porosité et de la compressibilité sur la réponse à l'injection de CO <sub>2</sub> . . . . .	108
4.7	Conclusion . . . . .	113
<b>5</b>	<b>Incertitudes sur les paramètres géologiques et conséquences pour les études de faisabilité</b>	<b>117</b>
5.1	Introduction . . . . .	117
5.2	Influence individuelle sur la réponse en pression . . . . .	119
5.3	Hierarchisation des influences sur la réponse en pression et interaction avec la représentation du champ de perméabilité . . . . .	123
5.4	Influence individuelle sur la migration et la dissolution du CO <sub>2</sub> . . . . .	127
5.5	Hierarchisation des influences sur le comportement du CO <sub>2</sub> et interaction avec la représentation du champ de perméabilité . . . . .	128
5.6	Conclusion . . . . .	132
<b>6</b>	<b>Sélection de réalisations stochastiques pour l'étude du stockage géologique de CO<sub>2</sub></b>	<b>135</b>
	<b>Synthèse de la partie II</b>	<b>155</b>
<b>III</b>	<b>Etude de la réponse du système appliquée à des modèles 3D régionaux du bassin de Paris</b>	<b>159</b>
<b>7</b>	<b>Modèle 3D régional pour la simulation d'injections de CO<sub>2</sub></b>	<b>161</b>
7.1	Modélisation des formations du Callovo-Oxfordien, du Bathonien et du Bajocien à partir du modèle "source" du bassin de Paris . . . . .	162
7.2	Calcul de capacité statique . . . . .	168
7.3	Reconstruction du modèle : variabilité spatiale et changement d'échelle . . . . .	170
<b>8</b>	<b>Scénarios d'injection de CO<sub>2</sub> sur les modèles à variabilité spatiale régionale</b>	<b>181</b>
8.1	Interférences entre deux sites d'injection - Scénario de référence . . . . .	184
8.2	Influence de la variabilité régionale de la perméabilité . . . . .	192
8.3	Influence de la compressibilité des pores . . . . .	196
8.4	Influence de la configuration des puits et interférences entre puits d'un même site	196
8.5	Influence de la perméabilité de la couverture - modèle homogène . . . . .	202
<b>9</b>	<b>Simulations d'injection de CO<sub>2</sub> sur les réalisations du modèle à variabilité latérale et verticale de perméabilité</b>	<b>205</b>
9.1	Approche monophasique . . . . .	205
9.2	Sélection de réalisations . . . . .	214
9.3	Simulation diphasique sur la sélection de réalisations . . . . .	219
9.4	Discussion et Conclusion . . . . .	228
	<b>Conclusions générales et Perspectives</b>	<b>231</b>

<b>Annexes</b>	<b>235</b>
<b>A Description du logiciel TOUGH2 et Performances du module TOUGH2/ECO2N</b>	<b>237</b>
A.1 Le logiciel TOUGH2 et ses suites appliquées aux problèmes de stockage de CO <sub>2</sub>	237
A.2 Description du problème comparatif de LBNL [9] : Coupe verticale de l'injection de CO <sub>2</sub> dans un aquifère salin par un puits horizontal. Mise en évidence de l'amélioration du module ECO2N et comparaison des résultats en fonction des conditions aux limites . . . . .	239
A.3 Comparaison sur un modèle simple 3D des codes TOUGH2/ECO2N et CMG–GEM : influence de l'anisotropie sur la migration et dissolution du CO <sub>2</sub> . . . . .	242
A.4 Utilisation de modèles simples conceptuels . . . . .	244
<b>B Variabilité spatiale du champ de perméabilité approchée par la méthode des moyennes mobiles</b>	<b>249</b>
<b>C Informations supplémentaires sur les valeurs des paramètres des modèles 2D</b>	<b>251</b>
C.1 Méthodes de calcul de la compressibilité des pores pour les carbonates . . . . .	251
C.2 Perméabilités Relatives et Pression Capillaire . . . . .	254
C.3 Données sur les marnes du Callovo-Oxfordien et valeurs utilisées . . . . .	255
<b>D Choix du nombre de réalisations stochastiques</b>	<b>259</b>
<b>E Sensibilité aux propriétés de la couverture</b>	<b>263</b>
<b>F Méthodes de Changement d'échelle</b>	<b>267</b>
F.1 Principales méthodes . . . . .	267
F.2 Méthodes de validation du changement d'échelle . . . . .	271
F.3 Tableaux détaillant les écarts entre méthodes de changement d'échelle du chapitre 3 . . . . .	274
F.4 Méthode de renormalisation simplifiée pour le maillage irrégulier du modèle 3D	276
<b>G Méthodologie pour la sélection "distance-based"</b>	<b>279</b>
G.1 Les nuées dynamiques ou K-means . . . . .	279
G.2 Modification de K-means : Kernel K-means . . . . .	279
G.3 Initialisation par analyse spectrale . . . . .	281
<b>H Description du modèle hydrogéologique</b>	<b>283</b>

## TABLE DES MATIÈRES

---

# Table des figures

0.1	Les différents processus du CCS . . . . .	3
1.1	Masse volumique et viscosité du CO <sub>2</sub> et de la saumure en fonction de la pression	13
1.2	Récapitulatif des caractéristiques des projets de stockage de CO <sub>2</sub> industriel dans des aquifères salins . . . . .	18
1.3	Suite, récapitulatif des caractéristiques des projets de stockage de CO <sub>2</sub> industriel dans des aquifères salins . . . . .	19
1.4	Modèle hydrogéologique et résultats en pression de Nicot, 2008 [29] . . . . .	20
1.5	Modèle et résultats de Birkholzer et al., 2009 [33] . . . . .	22
1.6	Modèle régional et résultats de l'étude d'injections multiples à grande échelle de Zhou et al., 2010 [34], [35] . . . . .	24
1.7	Modèle et résultats de l'étude d'injection multiples de Yamamoto et al. (2009) [38]	26
1.8	Résultats de l'étude d'injection dans le système de San Joaquin Valley de Birkholzer et al. [40] . . . . .	27
2.1	Résultats de l'étude comparative de méthodes de calcul dans le cadre de l'injection de CO <sub>2</sub> , [1] . . . . .	54
2.2	Carte du bassin de Paris. Représentation des formations du Dogger et du Trias et des sources de CO <sub>2</sub> . . . . .	58
2.3	Pile sédimentaire du bassin de Paris, échelle des temps géologiques et cycles stratigraphiques d'après Goncalves [16] . . . . .	64
II-1	Modèles 2D représentant la section verticale d'une formation traversée par un puits horizontal. . . . .	75
II-2	Analyse des résultats à partir des profils de pression et de saturation en gaz de l'ensemble des réalisations. . . . .	78
3.1	Géométrie des différents maillages utilisés pour le changement d'échelle. . . . .	81
3.2	Distribution des perméabilités équivalentes calculées en fonction du nombre de mailles et de la méthode de changement d'échelle. . . . .	82
3.3	Résultats de perturbations de pression, modèles homogènes, différentes tailles de maillage. . . . .	84
3.4	Résultats de perturbations de pression, modèles hétérogènes, différentes tailles de maillage. . . . .	84
3.5	Résultats de perturbations de pression, différentes méthodes de calculs de perméabilité de blocs équivalente. . . . .	84
3.6	Biais de la réponse en pression des modèles upscalés . . . . .	86

TABLE DES FIGURES

3.7	Résultats de perturbations de pression après un an d'injection pour différentes longueurs de corrélations et différentes tailles de maillages. . . . .	87
3.8	Saturation en CO <sub>2</sub> pour différentes tailles de maillage . . . . .	88
3.9	Temps de calcul des simulations en fonction du nombre de mailles et du changement d'échelle . . . . .	89
4.1	Augmentation de pression après 50 ans d'injection pour différents modèles du Mt Simon aquifer, étude de Bandilla et al. [16]. . . . .	93
4.2	Histogramme des coefficients de perméabilité (multiplicateurs de 10 <sup>-13</sup> m <sup>2</sup> ) pour les 200 réalisations de champ logarithmique de perméabilité (variabilité spatiale continue) et valeurs minimum, maximum, moyennes et médianes sur tout le réservoir. . . . .	97
4.3	Agrandissement dans la zone d'injection (puits à X=0m) d'une réalisation, des trois représentations de la variabilité spatiale : continue (en haut), par classes, par couches homogènes (en bas). . . . .	98
4.4	Perturbations de pression au puits à un an d'injection des différents modèles de variabilité spatiale de perméabilité (continue, par classes, par couches et semi-homogènes) pour les 200 réalisations et les deux modèles homogènes. . . . .	100
4.5	Profils des écarts-types des perturbations de pression à un an d'injection pour différentes méthodes de modélisation de la variabilité spatiale de perméabilité (continue, par classes, par couches et semi-homogènes). . . . .	101
4.6	Profils des perturbations de pression moyen, minimum et maximum à un an d'injection pour les différentes méthodes de modélisations de la variabilité spatiale de perméabilité. . . . .	102
4.7	Comparaison des distances de propagation des perturbations de pression (1MPa, à gauche et 0.05MPa, à droite) des modèles de champ de perméabilité par rapport au modèle de variabilité spatiale de perméabilité continu. Pour 200 réalisations de chaque modèle (sauf modèles homogènes), différences des distances minimales (haut), moyennes (milieu) et maximales (bas) de propagation. . . . .	103
4.8	Profils de saturation en gaz (Sg=0.01) à un an d'injection pour les différentes méthodes de modélisations de la variabilité spatiale de perméabilité. . . . .	105
4.9	Ecarts quadratiques moyens des perturbations de pression sur tout le domaine à un an d'injection, pour 200 réalisations du modèle de variabilité spatiale de la perméabilité par classes, par couches, semi-homogènes et modèles homogènes par rapport au modèle de variabilité spatiale de perméabilité continue. . . . .	108
4.10	Profils des perturbations de pression à un an d'injection, 200 réalisations du modèle par classes de perméabilité ( $K_{Classes}$ ) ou de la perméabilité et de la porosité (cas a et cas b, tableau 4.5) ou de la perméabilité, de la porosité et de la compressibilité des pores ( $K\Phi_bCP_{Classes}$ , tableau 4.5). . . . .	110
4.11	Profils de saturation en gaz moyen, minimum et maximum (Sg=0.01) à un an d'injection, 200 réalisations du modèle par classes de perméabilité ( $K_{Classes}$ ) ou de la perméabilité et de la porosité (cas a et cas b, tableau 4.5) ou de la perméabilité, de la porosité et de la compressibilité des pores ( $K\Phi_bCP_{Classes}$ , tableau 4.5). . . . .	111
5.1	Exemple, pour une des réalisations, des différentes longueurs de corrélation examinées. . . . .	118

5.2	Résultats en pression pour différents scénarios de longueur de corrélation de perméabilité, à un an d'injection. . . . .	119
5.3	Résultats en pression pour différents scénarios de compressibilités des pores de la formation d'injection, à un an d'injection. . . . .	121
5.4	Résultats en pression pour différents scénarios de courbes de perméabilités relatives, à un an d'injection. . . . .	121
5.5	Résultats en pression pour différents scénarios de perméabilité de la couverture, à un an d'injection. . . . .	122
5.6	Résultats en pression pour différents scénarios de compressibilité des pores de la couverture, à un an d'injection. . . . .	122
5.7	Boxplots des perturbations de pression aux puits des 200 réalisations du modèle de variabilité spatiale de champ de perméabilité pour les différents scénarios de sensibilité. Les points représentent les résultats des modèle homogènes (K100 en bleu clair, K32 en marron). Résultats à un an d'injection. . . . .	124
5.8	Différences de perturbations de pressions entre scénarios de courbes de perméabilités relatives par rapport au cas de référence ( <i>RP Dogger</i> ), pour chacune des réalisations (lignes pointillées colorées) et pour les modèles homogènes (courbes noires et grises) à un an d'injection. Pour certaines des réalisations du modèle hétérogène, les différences entre scénarios de courbes de perméabilités relative atteignent des valeurs importantes alors qu'elles restent faibles pour les modèles homogènes. . . . .	125
5.9	Boxplots des distances de propagation de perturbation de pression des 200 réalisations du modèle de variabilité spatiale de champ de perméabilité pour les différents scénarios de sensibilité. Les points représentent les résultats des modèle homogènes (K100 en bleu clair, K32 en marron). Résultats à un an d'injection.	126
5.10	Différences entre résultats maximums à un an d'injection entre scénarios de sensibilité pour l'intervalle d'incertitude de chaque paramètre. 200 réalisations du modèle de variabilité spatiale du champ de perméabilité (la dispersion stochastique est représentée par la différence entre résultats maximums et minimums du cas de référence) et modèles homogènes (cas de référence pour les paramètres autres que la perméabilité). . . . .	127
5.11	Différents scénarios de compressibilité des pores. . . . .	129
5.12	Profils minimum, moyen et maximum de saturations en gaz ( $S_g=0.01$ ) des 200 réalisations du modèle à variabilité spatiale de perméabilité pour différents scénarios, à un an d'injection. . . . .	129
5.13	Profils minimum, moyen et maximum de saturation en gaz ( $S_g=0.01$ ) des 200 réalisations du modèle à variabilité spatiale de perméabilité pour différentes compressibilités des pores de la couverture, à un an d'injection. Pour les scénarios de différentes perméabilités de couverture (Kc17Cpc10 et Kc19Cpc10), les profils de saturation en gaz sont superposés à ceux du cas de référence. . . . .	130
5.14	Boxplots des extensions latérales du panache des 200 réalisations du modèle de variabilité spatiale de champ de perméabilité pour les différents scénarios de sensibilité. Les points représentent les résultats des modèle homogènes (K100 en bleu clair, K32 en marron). Résultats à un an d'injection. . . . .	130

TABLE DES FIGURES

5.15	Boxplots des taux de dissolution des 200 réalisations du modèle de variabilité spatiale de champ de perméabilité pour les différents scénarios de sensibilité. Les points représentent les résultats des modèle homogènes (K100 en bleu clair, K32 en marron). Résultats à un an d'injection. . . . .	131
5.16	Différences entre taux de dissolution maximum à un an d'injection entre scénarios de sensibilité pour l'intervalle d'incertitude de chaque paramètre. 200 réalisations du modèle de variabilité spatiale du champ de perméabilité (la dispersion stochastique est représentée par la différence entre résultats maximum et minimum du cas de référence) et différences de taux de dissolution des modèles homogènes (cas de référence pour les paramètres autres que la perméabilité). .	132
7.1	Données du modèle source et définition de la zone d'intérêt. . . . .	163
7.2	Champ de perméabilité du Callovo-Oxfordien du modèle source . . . . .	163
7.3	Champ de perméabilité du Bathonien du modèle source . . . . .	164
7.4	Vue de dessus et de profil du maillage du modèle 3D . . . . .	164
7.5	Contours et surfaces des champs de perméabilité et de porosité du modèle régional 3D . . . . .	166
7.6	Cartes de capacités statiques pour le Bathonien. . . . .	170
7.7	Définition de la zone réduite du modèle 3D pour les simulations géostatistiques du champ de perméabilité . . . . .	171
7.8	Distribution des perméabilités des blocs après changement d'échelle (100 réalisations) et perméabilités du modèle source dans la zone réduite en %. . . . .	173
7.9	Propriétés statistiques des champs de perméabilité des 100 réalisations du Bathonien après changement d'échelle. . . . .	175
7.10	Vue en coupe des propriétés statistiques des champs de perméabilité du Bathonien, des 100 réalisations et de deux réalisations, après changement d'échelle .	176
7.11	Exemple de champs de perméabilité de deux réalisations et du modèle source. .	177
7.12	Champs de perméabilité seuillés de deux réalisations et du modèle source. . . .	178
8.1	Perturbations de pression aux puits en fonction des scénarios d'injection. . . . .	186
8.2	Perturbations de pression à 10, 20 et 30km au Nord et au Sud des sites d'injection en fonction des scénarios d'injection . . . . .	186
8.3	Propagation de pression, à 5 ans d'injection, selon les scénarios d'injection, de compressibilité des pores et de prise en compte ou non de la variabilité régionale de la perméabilité. . . . .	187
8.4	Propagation de pression, à 10 ans d'injection, selon les scénarios d'injection, de compressibilité des pores et de prise en compte ou non de la variabilité régionale de la perméabilité. . . . .	188
8.5	Propagation de pression, à 15 ans d'injection, selon les scénarios d'injection, de compressibilité des pores et de prise en compte ou non de la variabilité régionale de la perméabilité. . . . .	189
8.6	Propagation de pression, à 25 ans d'injection, selon les scénarios d'injection, de compressibilité des pores et de prise en compte ou non de la variabilité régionale de la perméabilité. . . . .	190
8.7	Interférences entre sites pour une propagation de pression de 0.05MPa pour les scénarios de référence de co-injection et d'injection alternée et pour les scénarios de compressibilité des pores. . . . .	191

8.8	Perturbations de pression à différentes périodes d'injection en fonction des scénarios : de variabilité régionale de perméabilité ou champ de perméabilité uniforme et de compressibilité des pores (co-injection des deux sites). . . . .	193
8.9	Perturbations de pression aux puits en fonction des scénarios : variabilité régionale de perméabilité ou champ de perméabilité uniforme et compressibilité des pores du réservoir . . . . .	194
8.10	Perturbations de pression à environ 10, 20 et 30km au Nord et au Sud des sites d'injection en fonction des scénarios : variabilité régionale de perméabilité ou champ de perméabilité uniforme et compressibilité des pores du réservoir . . .	194
8.11	Migration du panache à différentes périodes d'injection, dans les deux zones d'injection, pour le modèle à variabilité spatiale régionale et comparaison avec le modèle homogène. . . . .	195
8.12	Interférences entre puits d'un même site d'injection (site Nord uniquement) : comparaison des résultats en pression aux puits entre le scénario de co-injection par 5 puits et injection individuelle par chacun des puits. . . . .	197
8.13	Comparaison des résultats en pression aux puits entre le scénario de co-injection par 5 puits et la superposition des résultats d'injection individuelle par chacun des puits de la zone Nord. . . . .	197
8.14	Différences en pression entre co-injection et injection individuelle . . . . .	198
8.15	Perturbations de pression à 10, 20 et 30km au Nord (figure en haut) et au Sud (en bas) du site d'injection pour le scénario de co-injection par 5 puits, et superposition des résultats d'injection individuelle par chacun des puits (site Nord uniquement). . . . .	198
8.16	Différences de migration du panache entre co-injection et injection individuelle	199
8.17	Interférences entre puits d'un même site d'injection : comparaison des résultats en pression aux puits entre le scénario de co-injection par 5 puits et injection par 1 puits (site Nord uniquement). . . . .	200
8.18	Perturbations de pression à 10, 20 et 30km au Nord (figure en haut) et au Sud (en bas) du site d'injection pour les scénarios de co-injection par 5 puits et par un seul puits (site Nord uniquement). . . . .	200
8.19	Perturbations de pression à 10, 20 et 30km au Nord (figure en haut) et au Sud (en bas) du site d'injection Nord du scénario de co-injection par 5 puits verticaux et par un puits horizontal dans la zone Nord. . . . .	201
8.20	Interférences entre puits d'un même site d'injection : comparaison des résultats en pression aux puits entre le scénario de co-injection par 5 puits verticaux et par un puits horizontal dans la zone Nord. . . . .	202
8.21	Comparaison des perturbations de pression à 10, 20 et 30km au Nord et au Sud des sites d'injections (co-injection) pour différentes perméabilités de la couverture (modèle homogène). . . . .	203
8.22	Pression aux puits (co-injection des deux sites) pour différentes valeurs de perméabilité de la couverture (modèle homogène). Site Nord d'injection (comportement similaire au site Sud). . . . .	203
8.23	Perturbations de pression à différentes périodes d'injection, co-injection aux deux sites, pour différentes valeurs de perméabilité de la couverture (modèle homogène). . . . .	204



TABLE DES FIGURES

---

8.24	Comparaison des zones de propagation de perturbations de pression seuillées à 0.05MPa dans le Bathonien, pour différentes valeurs de perméabilité de la couverture (modèle homogène). . . . .	204
9.1	Perturbations de pression aux puits en fonction du temps, pour les scénarios d'injection uniquement au puits central du site Nord (à gauche) et au puits central du site Sud . . . . .	207
9.2	Perturbations de pression aux puits, pour le scénario de co-injection aux deux sites d'injection (5 puits chacun), par simulation diphasique (rouge) ou monophasique (bleu). Modèle de variabilité régionale de perméabilité. . . . .	207
9.3	Différences de perturbations de pression après 25 ans d'injection : entre simulation monophasique et simulation diphasique. Modèle de variabilité régionale de perméabilité. . . . .	208
9.4	Perturbations de pression à environ 10, 20 et 30km au Nord et au Sud des sites d'injection par simulation diphasique ou monophasique. Modèle de variabilité régionale de perméabilité. . . . .	208
9.5	Maximum, minimum, quantiles 90% et 10% des log. des perturbations de pression (en Pa) à 20 ans d'injection obtenues par simulation monophasique sur les 100 réalisations du modèle local. . . . .	209
9.6	Dispersion, différences des résultats entre quantiles 90% et 10%, moyenne et écart-type des log. des perturbations de pression (en Pa) à 20 ans d'injection obtenues par simulation monophasique sur les 100 réalisations du modèle local. . . . .	210
9.7	Perturbations de pression à environ 10, 20 et 30 km au nord et au sud des sites d'injection pour le modèle de variabilité régionale de perméabilité et propriétés statistiques des perturbations de pression par simulation monophasique sur les 100 réalisations du modèle local. . . . .	212
9.8	Perturbations de pression aux puits pour le modèle de variabilité régionale de perméabilité et propriétés statistiques des perturbations de pression par simulation monophasique sur les 100 réalisations du modèle de variabilité locale. . . . .	212
9.9	Comparaison des résultats en pression (en Pa). Simulations monophasiques sur les 100 réalisations du modèle local et simulation diphasique sur le modèle régional. Scénario de co-injection par les deux sites pendant 20 ans. . . . .	213
9.10	Maximum, minimum, quantiles 90% et 10% des log. des perturbations de pression (en Pa) à 20 ans d'injection obtenues par simulation monophasique sur la sélection de réalisations du modèle local. . . . .	214
9.11	Dispersion, différences des résultats entre quantiles 90% et 10%, moyenne et écart-type des log. des perturbations de pression (en Pa) à 20 ans d'injection obtenues par simulation monophasique sur la sélection de réalisations du modèle local. . . . .	215
9.12	Ecarts entre résultats de perturbations de pression (en Pa) de la sélection et de l'ensemble exhaustif des réalisations du modèle local pour le maximum, pour le quantile 90%, pour la moyenne et pour les écarts-types à 20 ans d'injection obtenus par simulation monophasique. . . . .	216
9.13	Zones de perturbations de pression seuillées à 0.05MPa et à 0.5MPa pour les quantiles 90% obtenus pour l'ensemble exhaustif des réalisations (100 réalisations) ou uniquement pour la sélection de réalisations (8 réalisations). . . . .	216

9.14	Propriétés statistiques des perturbations de pression aux puits ; réalisations sélectionnées et ensemble des réalisations. Simulation monophasique. . . . .	217
9.15	Propriétés statistiques des perturbations de pression à environ 10, 20 et 30 km au nord et au sud du site d'injection Sud ; réalisations sélectionnées et ensemble des réalisations. Simulation monophasique. . . . .	218
9.16	Champs de perméabilité et log. des perturbations de pression (en Pa) à 25 ans d'injection pour les réalisations sélectionnées A et B. . . . .	220
9.17	Champs de perméabilité et log. des perturbations de pression (en Pa) à 25 ans d'injection pour les réalisations sélectionnées C et D. . . . .	221
9.18	Saturation en gaz et champs de perméabilité à 25 ans d'injection pour les réalisations sélectionnées. Vue en coupe Nord-Sud, passant par les puits centraux. . . . .	222
9.19	Profils de perturbations de pression aux puits de quatre des réalisations sélectionnées. Simulations diphasique et monophasique, 20 ans d'injection. . . . .	223
9.20	Perturbations de pression à environ 10, 20 et 30 km au nord et au sud du site d'injection Sud de quatre des réalisations sélectionnées. Simulations diphasique et monophasique. . . . .	224
9.21	Log. des perturbations de pression (en Pa) maximum, minimum, quantiles 90% et 10% du modèle local (sélection de réalisations) et celles du modèle régional. Simulation diphasique. . . . .	225
9.22	Dispersion, différences des résultats entre quantiles 90% et 10%, moyenne et écart-type des log. des perturbations de pression (en Pa) à 25 ans d'injection obtenues par simulation diphasique sur la sélection de réalisations du modèle local. . . . .	226
9.23	Comparaison des zones de perturbations de pression seuillées à 0.05MPa et à 0.5MPa des quantiles de 90% et 10% de la simulation diphasique sur la sélection de réalisations à ceux du modèle régional. . . . .	226
9.24	Profils de perturbations de pression aux puits du site d'injection Sud, simulations diphasiques. Propriétés statistiques des réalisations sélectionnées et résultats du modèle régional. . . . .	227
9.25	Perturbations de pression à environ 10, 20 et 30 km au nord et au sud du site d'injection Sud, simulations diphasiques. Propriétés statistiques des réalisations sélectionnées et résultats du modèle régional. . . . .	227
A.1	Comparaison des pressions, ancien et nouveau module . . . . .	240
A.2	Comparaison des saturations en gaz, ancien et nouveau module . . . . .	240
A.3	Comparaison des résultats (Modèle 2D, puits horizontal, problème 7, TOUGH2) en pression après un an d'injection, en fonction des conditions aux limites . . . . .	241
A.4	Comparaison des saturations en gaz en fonction des conditions aux limites . . . . .	241
A.5	Comparaison des résultats (qualitativement) de l'étude de Ghanbari et al. [11] avec le logiciel CMG-GEM et ceux obtenus avec le logiciel TOUGH2/ECO2N à 30 ans d'injection (haut ; (a) et (b)) et 470 ans post-injection (bas ; (c) et (d)). . . . .	243
A.6	Résultats du logiciel TOUGH2/ECO2N pour différents rapports d'anisotropie. . . . .	244
A.7	Modèles 2D radiaux : hétérogénéités verticales et comparaison des résultats en pression en fonction des modèles de perméabilité . . . . .	245
A.8	Perturbation de pression pour des scénarios avec un ou deux puits injectant 40kgCO <sub>2</sub> /s ou 20kgCO <sub>2</sub> /s chacun dans un milieu homogène . . . . .	247

TABLE DES FIGURES

A.9	Perturbations de pression après 3,6 ans d'injection. Modèles hétérogènes ou homogènes à un ou deux puits, chacun des puits injectant 20kgCO <sub>2</sub> /s . . . . .	248
C.1	Corrélations entre compressibilité des pores et porosité. A droite, échelle logarithmique pour les valeurs de compressibilité des pores. . . . .	252
C.2	Modèles de perméabilités relatives de Van Genuchten-Mualem, Corey ; et données expérimentales de l'aquifère du Dogger[27] et de l'aquifère de Nisku[30] .	255
C.3	Données provenant des simulations de stockage de déchets radioactifs dans le Callovo-Oxfordien à l'est du bassin parisien. . . . .	255
C.4	Données provenant des mesures des propriétés du Callovo-Oxfordien à l'est du bassin parisien. . . . .	256
C.5	Données provenant des simulations de stockage de CO <sub>2</sub> dans le bassin parisien modélisant la couverture et le réservoir (Pesquet-Ardisson, 2010 [29] et Rohmer et Seyedi, 2010 [28]). . . . .	256
D.1	Propriétés statistiques en pression de différents ensembles de réalisations . . . .	259
D.2	Racine carrée de la moyenne des écarts quadratiques entre différents ensembles de réalisations stochastiques pour les valeurs statistiques de la perturbation de pression sur tout le domaine. Comparaison à 2 (1), 4 (2), 6 (3) mois et 1 an (4).	261
D.3	Comparaison des valeurs statistiques (moyennes, maximales et minimales) des volumes affectés par le CO <sub>2</sub> supercritique, par le CO <sub>2</sub> dissout et des taux dissolutions entre différents ensembles de réalisations stochastiques à 4, 6 mois et un an. . . . .	262
E.1	Résultats en pression [en Pa] moyen et maximum (200 réalisations, modèle à variabilité spatiale de la perméabilité) à un an d'injection pour différentes perméabilités de la couverture. La compressibilité des pores de la couverture est fixée à $3.48 \cdot 10^{-10} \text{ Pa}^{-1}$ . . . . .	264
E.2	Résultats en pression [en Pa] moyen et maximum (200 réalisations, modèle à variabilité spatiale de la perméabilité) à un an d'injection pour différentes perméabilités de la couverture. La compressibilité des pores de la couverture est fixée à $3.48 \cdot 10^{-8} \text{ Pa}^{-1}$ . . . . .	265
F.1	Regroupement des cellules par renormalisation simplifiée. Exemple en 2D de l'obtention des deux bornes en fonction de la direction initiale de regroupement. D'après Renard et al. (2000) [41] . . . . .	269
F.2	Indicateurs statiques en fonction de l'étendue du changement d'échelle . . . . .	273
F.3	Comparaison de l'écart-type des erreurs en pression vs. le facteur $ILLem$ . . . .	274
F.4	Exemple de regroupements de 27 cellules en 8 mailles irrégulières qui sont ensuite regroupées pour obtenir le bloc équivalent. . . . .	277
F.5	Perméabilités obtenues après changement d'échelle (100 réalisations) et comparaisons aux perméabilités du modèle source dans la zone réduite. Une valeur sur 4000 est représentée. Les perméabilités, en m <sup>2</sup> , ont été divisées par $10^{-13}$ . Echelle logarithmique.	278
F.6	Distributions des rapports d'anisotropie des perméabilités $K_x/K_z$ après changement d'échelle (100 réalisations). . . . .	278
G.1	Exemple de projection des distances dans un espace euclidien à 2D . . . . .	280

G.2	Comparaison des résultats de K-means et Kernel K-means. A gauche, selon k-means, les deux groupes sont séparés selon un plan, tandis qu'à droite avec la méthode kernel k-means, les groupes sont les deux cercles distincts. . . . .	281
-----	---	-----

## TABLE DES FIGURES

---

# Introduction

## Contexte général

L'utilisation de l'énergie fossile représente actuellement 4/5<sup>èmes</sup> de la production mondiale. Etant donnée la demande mondiale croissante en énergie, les énergies fossiles resteront encore majoritaires durant les prochaines décennies, en particulier le charbon dont les réserves sont évaluées à environ 150 ans et dont l'exploitation reste relativement peu onéreuse. Par conséquent, les émissions de gaz à effet de serre associées à cette utilisation continueraient d'augmenter.

Le captage et stockage géologique du dioxyde de carbone (CCS, Carbon Capture and Storage) est l'une des technologies envisagées par l'IEA (International Environmental Agency, [1]) pour réduire ces émissions et permettre une transition énergétique vers des énergies moins "carbonées". Cette technologie permettrait la séquestration à long terme dans les formations géologiques du CO<sub>2</sub> provenant des industries énergétiques, chimiques ou des matériaux (e.g. cimenteries).

Le principe du stockage de CO<sub>2</sub> repose en partie sur le fait que des hydrocarbures (pétrole et gaz) ont déjà pu résider dans des formations souterraines (réservoirs) pendant des millions d'années. Les techniques d'injection de gaz dans les formations sédimentaires sont connues car utilisées depuis plusieurs décennies pour stocker le gaz naturel dans le but de répondre aux demandes saisonnières<sup>1</sup> ou aux fortes demandes ponctuelles. L'injection de CO<sub>2</sub> est également pratiquée dans les réservoirs pétroliers (EOR, Enhanced Oil Recovery) pour améliorer la production (maintien de pression, modification des propriétés physico-chimiques des hydrocarbures).

Puisque cette technologie est maîtrisée dans le cadre de ces exploitations, elle pourrait être rapidement implémentée pour le stockage de CO<sub>2</sub>. Néanmoins, la séquestration du CO<sub>2</sub> présente des différences en termes de propriétés physico-chimiques, de valeur économique, de durée et de quantité de stockage. Les quantités devront être plus importantes que dans les deux cas précédents et la séquestration est ici envisagée à long terme contrairement aux variations saisonnières du gaz naturel ou du cas de l'EOR dont l'objectif principal n'est pas de stocker le gaz. Ces différences impliquent des problématiques techniques et économiques spécifiques au CCS, mais aussi en termes de législation et d'acceptation par la population.

Les différents projets pilotes de capture ou de stockage ont permis de montrer que la technologie utilisée est viable pour le CCS. Néanmoins, d'un point de vue technique, des systèmes

---

1. Le stockage de gaz naturel a d'abord été mis en place en tant que réserve stratégique (pour assurer une réserve équivalente à trois mois de consommation) en France suite à la crise du Canal de Suez. Cette mesure a également été mise en place dans d'autres pays non-producteurs.

intégrés à grande échelle doivent être mis en place pour démontrer leur efficacité (IEA 2009 [1]).

Pour que le stockage géologique de CO<sub>2</sub> puisse contribuer significativement à la réduction de la teneur en dioxyde de carbone dans l'atmosphère, de grandes quantités devront être injectées (milliards de tonnes [2]). En effet, les émissions mondiales de CO<sub>2</sub> par les industries étaient d'environ 29.4 milliards de tonnes de CO<sub>2</sub> en 2008. En France, à l'échelle du bassin parisien, ce sont des émissions de CO<sub>2</sub> de l'ordre de 20Mt par an qui sont prévues d'ici 2020 dans la zone de l'estuaire de la Seine. Si l'objectif est de stabiliser la concentration atmosphérique en CO<sub>2</sub> à 500ppmv [3] soit une réduction de 600 à 700 GtCO<sub>2</sub> à atteindre pour 2050-2060, et si 10% de cette limitation peuvent être obtenus par le CCS, cela représenterait l'injection de 60-70GtCO<sub>2</sub> sur une période de 30-35ans. Ceci revient à considérer la mise en place de 260 projets de taille industrielle<sup>2</sup>, chacun injectant 250MtCO<sub>2</sub> pendant environ 30 à 35 ans (soit, par exemple, 8MtCO<sub>2</sub>/an pendant 32 ans pour un projet). Considérant des limites d'émissions équivalentes mais à l'échelle du XXI<sup>ème</sup> siècle, l'analyse de la littérature de Dooley (2013, [4]) indique des demandes de capacités pour le CCS de 10 à 20 fois plus élevées. Les quantités de CO<sub>2</sub> injectées attendues seraient donc de l'ordre de plusieurs millions de tonnes de CO<sub>2</sub> par an et par projet avec des centaines voire des milliers de projets de stockage à prévoir à travers le monde.

## Principes et conditions du stockage géologique du CO<sub>2</sub>

Le CO<sub>2</sub> est d'abord capturé par pré-combustion, oxy-combustion ou post-combustion au niveau d'une source émettrice de CO<sub>2</sub> puis transporté, majoritairement par pipelines, jusqu'à la zone d'injection [1]. Le CO<sub>2</sub> est alors injecté dans une formation géologique correspondant à des critères spécifiques pour être candidate au stockage. Les formations sédimentaires pouvant répondre aux critères nécessaires pour le stockage de CO<sub>2</sub> sont les réservoirs d'hydrocarbures déplétés ou les aquifères salins profonds i.e. dont l'eau n'est pas exploitable (saumure)<sup>3</sup>.

Le CO<sub>2</sub> est injecté à l'état supercritique dans le réservoir, soit à des conditions de température et de pression supérieures à 31.04°C et à 73.82bar [5]) ce qui correspond généralement à une profondeur minimale du toit de la formation d'environ 800m. Au cours de l'injection et après l'injection (i.e. post-injection), il pourra se dissoudre dans la saumure, fluide en place dans les formations sédimentaires, et plus tard, se minéraliser sous forme de carbonates assurant un stockage effectif à long-terme. Nous nous intéressons aux processus ayant lieu au cours de l'injection qui déterminent la faisabilité du stockage de CO<sub>2</sub> à l'échelle industrielle. Dans le cadre de la thèse, les interactions fluides-roches comme la minéralisation ou la dissolution des roches par le fluide ou le couplage géomécanique, ne seront pas étudiés, en supposant que pour la période d'injection étudiée leur influence ne serait pas significative ou qu'ils n'interviennent pas dans la réponse du système étudiée.

Les trois propriétés principales nécessaires au stockage de CO<sub>2</sub> sont :

- le confinement ou l'intégrité du réservoir. Le réservoir dans lequel le CO<sub>2</sub> est injecté doit constituer un piège (structural, stratigraphique) assurant la pérennité de la séquestration.

---

2. On considérera ici qu'un projet de CO<sub>2</sub> est à l'échelle industrielle s'il injecte plus d'1Mt/an

3. Quelques recherches sont également effectuées sur les possibilités de stockage dans des roches mafiques (basalte) qui permettraient une meilleure efficacité du piégeage minéral du CO<sub>2</sub>, ainsi que sur la récupération assistée de méthane dans des formations charbonneuses par l'injection de CO<sub>2</sub> (ECBM)

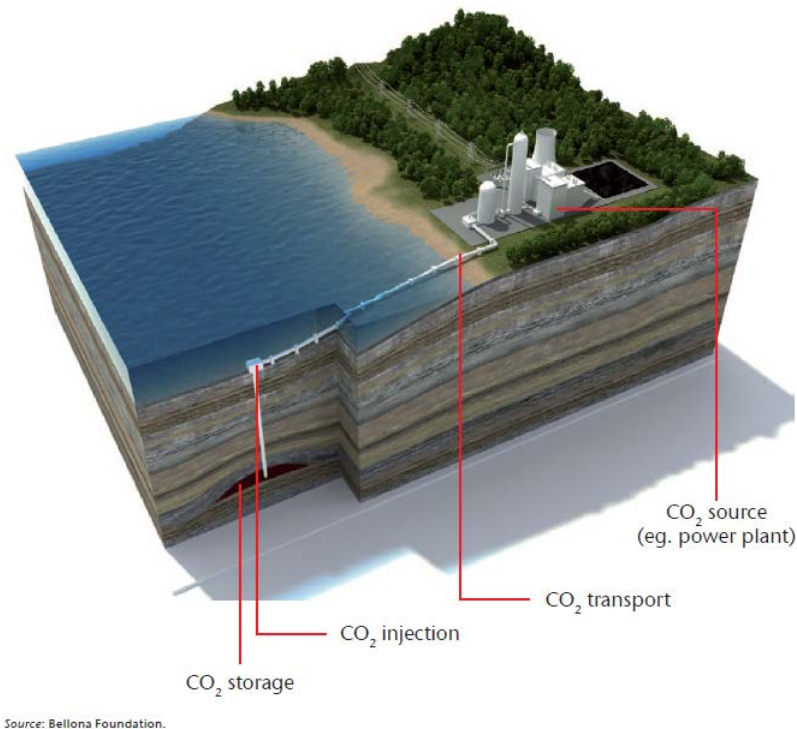


FIGURE 0.1 – Les différents processus du CCS (IEA, 2009, Technology Roadmap, Carbon capture and storage [1])

- la capacité. Les propriétés du réservoir doivent lui permettre de contenir une quantité suffisante de CO<sub>2</sub>. On définit la capacité volumétrique, ou statique, en fonction du volume poral disponible et accessible au CO<sub>2</sub>, donc fonction des propriétés de porosité, de perméabilité et des forces capillaires. La capacité dynamique est, elle, définie en fonction des limites de pression admissibles pour le réservoir (pression de fracturation et pression critique définies au paragraphe suivant). La capacité dynamique prend en compte les propriétés du réservoir mais aussi, les interférences de pressions, les configurations des puits et les risques potentiels pour le stockage.
- l'injectivité définie par le rapport entre taux d'injection et augmentation de pression au puits. Le taux d'injection doit être suffisamment élevé pour correspondre à des critères économiques. Toutefois, le taux d'injection ne doit pas induire une augmentation de pression supérieure à la pression de fracturation auquel cas, cela remettrait en cause l'intégrité du réservoir.

Ces propriétés expliquent la nécessité d'injecter le CO<sub>2</sub> à l'état supercritique. Le CO<sub>2</sub> supercritique présente l'avantage d'avoir des propriétés de viscosité correspondant à celle d'un gaz et de densité proche d'un liquide ce qui permet d'augmenter la quantité séquestrée. La viscosité étant l'un des paramètres contrôlant la mobilité du fluide, une faible viscosité limitera l'augmentation de pression au puits d'injection.

Néanmoins, le CO<sub>2</sub> reste moins dense que la saumure dans laquelle il est injecté et l'écart de densité entre les deux fluides augmente avec la dissolution du CO<sub>2</sub> dans la saumure. La solubilité du CO<sub>2</sub> dans la saumure permet d'assurer qu'une partie significative du CO<sub>2</sub> sera séquestrée durablement : la saumure étant moins mobile que le CO<sub>2</sub>, cela diminue les risques



de fuites. Les différences de densité entre fluides provoquent la migration du CO<sub>2</sub> supercritique vers le toit de la formation et des instabilités gravitaires dans la zone de dissolution du CO<sub>2</sub> dans la saumure, mettant en place des cellules de convection qui amélioreront la dissolution.

A cause de cette migration du CO<sub>2</sub> au toit du réservoir, une formation imperméable (couverture) doit recouvrir celle d'injection pour assurer l'intégrité du stockage.

Les deux principaux risques limitant le stockage de CO<sub>2</sub> à l'échelle industrielle seront donc :

- les risques vis à vis de l'intégrité de la couverture qui conduiraient à la fuite du CO<sub>2</sub> (échelle du réservoir, proche de la zone d'injection).

Si la couverture présente des propriétés de confinement sur l'ensemble de la zone de migration de CO<sub>2</sub>, celui-ci sera contraint par les pressions capillaires de la couverture et ne pourra pas migrer hors de la formation d'injection (chapitre 1). En revanche, si des conduits tels que des puits ou des fractures non-scellant existaient dans la couverture dans la zone d'extension du panache, le CO<sub>2</sub> migrerait vers les aquifères plus superficiels voire vers la surface à cause de sa plus faible densité par rapport aux fluides souterrains (e.g. cas d'In Salah cf. chapitre 1, paragraphe 1.2.1). Les puits abandonnés dans la zone doivent donc être correctement obturés. Pour prévenir le risque de fracturation de la couverture, ou la réactivation de failles et donc la perte de son intégrité, l'injection est contrainte par une pression limite maximale au niveau du ou des puits d'injection.

- les risques de contamination des ressources en eau par l'eau de la formation (échelle régionale ou du bassin)

L'écoulement de la saumure dans la couverture ne devrait pas induire de contamination, étant donné la vitesse limitée de celui-ci (cf. chapitre 1). Cette observation est liée aux propriétés pétrophysiques de la couverture. En revanche, si des conduits potentiels d'écoulement existaient dans la couverture, le risque augmente. Contrairement au cas du CO<sub>2</sub>, une contamination par la saumure nécessiterait un gradient de pression suffisant pour induire l'écoulement des fluides de la formation vers les aquifères stratégiques (i.e. ressources en eau) puisque le fluide de la formation est généralement plus dense. Si le risque de contamination semble plus faible puisqu'il nécessite qu'une pression critique soit atteinte, en revanche, les perturbations de pression peuvent s'étendre sur de grandes distances (chapitre 1), pouvant significativement accroître la zone de risques.

Lors de l'injection et plus tard en post-injection, pour limiter les risques, un système de monitoring (surveillance) est mis en place et des mesures d'atténuation doivent être envisagées pour répondre à ces possibles risques. Le monitoring consiste principalement à vérifier que le CO<sub>2</sub> est effectivement séquestré dans la formation visée pour des milliers d'années ([7]), c'est-à-dire qu'il n'y a pas de fuites de CO<sub>2</sub> dans les aquifères sus-jacents ou à la surface, puisque le CO<sub>2</sub> n'est pas inflammable et peu toxique [7] et qu'il n'y a pas de risque de contamination des ressources en eau par le déplacement de la saumure du réservoir.

Les réservoirs d'hydrocarbures déplétés seraient de bons candidats pour le stockage puisqu'ils ont été capables de préserver des hydrocarbures dans le sous-sol pendant des millions d'années. Ils ont donc été largement étudiés pour l'exploitation des ressources énergétiques. Néanmoins, leur capacité reste limitée et les anciens puits de production, d'injection ou d'exploration existants augmentent le risque de fuites.

Les aquifères salins profonds présenteraient, en terme de capacité, le meilleur potentiel pour injecter d'importantes quantités [6]. Ils sont largement répandus dans le monde et souvent proches des zones sources de CO<sub>2</sub>. Toutefois, des investigations seraient nécessaires pour avoir une meilleure connaissance de la capacité réelle des aquifères puisqu'ils ont été peu ex-

plorés contrairement aux réservoirs d'hydrocarbures pour lesquels les propriétés du sous-sol sont mieux connues.

Enfin, le stockage de millions de tonnes de CO<sub>2</sub> par an dans un aquifère salin requiert des taux d'injection importants et plusieurs puits d'injection. Les injections pourront provoquer une augmentation de pression à l'échelle du bassin et induiront probablement des modifications des systèmes naturels par les perturbations des champs de pression et des gradients de vitesse. Dans le cas de plusieurs projets industriels visant la même formation aquifère, il est probable que des interférences apparaissent entre ces projets. La propagation et les possibles interférences de perturbations de pression et de panaches de CO<sub>2</sub> induisent un risque de diminution de l'injectivité et de la capacité du stockage.

Les perturbations possibles du système par le fluide injecté doivent donc être déterminées pour assurer la faisabilité et la sécurité des projets à l'échelle régionale. Or, ces perturbations sont influencées par la configuration des projets (le taux et la quantité injectée, le type de puits, etc) mais également par les conditions de pression et de température ainsi que les propriétés pétrophysiques de la formation d'injection, i.e. la porosité, la perméabilité, la compressibilité du système, les propriétés géomécaniques. Ces paramètres et propriétés contraignent les valeurs de pressions admissibles et critiques ainsi que la propagation de pression et du panache de CO<sub>2</sub>.

De plus, les propriétés des roches varient spatialement en fonction du type de roches qui dépend de l'histoire géologique, de l'environnement de dépôts, des contraintes subies au cours de l'enfouissement et des possibles effets diagénétiques post-enfouissement. Ces variations spatiales des propriétés<sup>4</sup> rendent d'autant plus complexes la description et les prévisions des perturbations du système.

Souvent, notamment pour les aquifères salins profonds, ces paramètres et leurs possibles variations spatiales sont mal-connues et peu caractérisées. Il est donc important de comprendre l'influence de chaque paramètre puisque dans le cas où des données caractérisant les formations et/ou les propriétés des fluides ne sont pas disponibles, les valeurs des paramètres sont généralement évaluées à partir de valeurs standards ou de relations provenant de la littérature. Ainsi, si une valeur standard ou approchée doit être utilisée, connaître son influence sur la réponse du système permettra de déterminer le degré de confiance sur les prédictions obtenues.

## **Problématiques spécifiques et plan du mémoire**

La thèse porte donc sur l'évolution des perturbations de pressions et de la migration du panache de CO<sub>2</sub> dans des conditions de stockage à grande échelle ainsi que sur les risques d'interférences entre plusieurs projets industriels.

Comment évolueront dans des conditions de stockage à l'échelle industrielle les perturbations de pression et le panache de CO<sub>2</sub> ? Quels sont les paramètres influençant majoritairement les résultats ? Des paramètres géologiques ou des paramètres physiques liés à l'injection lesquels sont les plus limitants pour un stockage de CO<sub>2</sub> à grande échelle ?

Les cas d'études de stockage de CO<sub>2</sub> à l'échelle d'un bassin sédimentaire sont relativement peu nombreux et récents. Les études ont majoritairement été réalisées pour des projets pilotes et donc pour des volumes restreints ou pour des modèles conceptuels simples. Actuellement, il

---

4. Les hétérogénéités décrites dans cette étude sont définies par la variabilité spatiale de la structure géologique ou des propriétés pétrophysiques.

n'existe que peu de projets d'injection opérationnels à l'échelle industrielle dans des aquifères salins. L'un des points critiques pour le passage à grande échelle est la détermination de la capacité de stockage des aquifères pour des quantités injectées à l'échelle industrielle et donc la caractérisation de la géologie des aquifères, de la migration de CO<sub>2</sub> et des perturbations induites.

Un résumé sur les recherches actuelles sur la modélisation de stockage de CO<sub>2</sub> pour des projets industriels et à l'échelle du bassin sédimentaire est donc présenté en première partie (Chapitre 1), permettant de faire le point sur les connaissances et les développements à effectuer dans ce domaine.

En se basant sur la littérature discutant des problématiques liées au stockage géologique de CO<sub>2</sub> à grande échelle et sur quelques modèles simples, nous nous sommes interrogés sur l'influence des incertitudes relatives aux paramètres géologiques, sur les prédictions pour ces projets. Pour étudier l'influence des paramètres géologiques sur la réponse du système et sur les risques d'interférences entre projets d'injection, la modélisation numérique de l'injection de CO<sub>2</sub> à l'échelle régionale sera effectuée grâce au logiciel TOUGH2/ECO2N (Chapitre 2, paragraphe 2.1) pour des sites hypothétiques d'injection dans l'aquifère du Dogger du bassin de Paris (paragraphe 2.3). Les formations carbonatées du Dogger représenteraient une zone potentielle de stockage pour les sources importantes de CO<sub>2</sub> à proximité du bassin parisien.

La modélisation de l'injection de CO<sub>2</sub> par simulation d'écoulement aide à la compréhension des processus durant l'injection et après celle-ci. La modélisation est utilisée pour déterminer l'évolution des fluides déplacés (taux, chemin suivi) et la perturbation du système en terme de pression, et donc pour évaluer la capacité de la zone de stockage, les risques potentiels et les mesures préventives ou correctives à envisager [8]. Dans certains cas, les méthodes simples analytiques ou semi-analytiques peuvent être utilisées (e.g. étude de risques de fuites de CO<sub>2</sub> à travers un puits abandonné) ; cependant, elles ne sont pas capables de prendre en compte tous les processus importants et supposent souvent une géométrie simple et un milieu homogène. L'hypothèse d'homogénéité est irréaliste pour la plupart des formations, car elle revient à négliger les écoulements dans les chemins préférentiels induits par les hétérogénéités. Une étude complète du système requiert la simulation de l'injection via des modèles numériques, les modèles analytiques ou semi-analytiques pouvant être utilisés en complément pour des points spécifiques [9].

Toutefois, ces modèles numériques restent des approximations et ne peuvent refléter exactement la réalité, en particulier à cause des incertitudes sur les paramètres géologiques du modèle. De plus, les différences de méthodes de configurations des modèles soit en terme de représentation des caractères géologiques, soit en terme de maillage, les différences de discrétisations, d'approche de calculs et de processus physiques considérés peuvent également être à l'origine de résultats distincts en fonction des choix de méthodes utilisées et donc être à l'origine d'incertitudes sur la pertinence des résultats.

Dans le cadre de cette thèse, trois sources d'incertitudes provenant des choix de modélisation sont considérées :

- Le choix du code de calcul.

Le choix effectué pour cette étude se base sur des études de comparaison de logiciels. Les conclusions tirées de celles-ci sont directement appliquées (paragraphe 2.1).

La partie II traite des incertitudes sur les méthodes de modélisation et sur les paramètres géologiques.

- Les méthodes de maillages et de changement d'échelle.

Les modèles doivent être configurés de manière à limiter les temps de calculs tout en conservant une précision suffisante pour fournir des résultats cohérents. Des erreurs potentielles peuvent provenir du choix de maillage en améliorant ou en masquant certains processus ou provoquant une dispersion numérique des résultats. Une comparaison des principales méthodes de changement d'échelle et une validation de méthodes de changement d'échelle simples dans des conditions spécifiques sont réalisées au chapitre 3 (page 79, partie II).

- Les méthodes de modélisations des champs de perméabilité.

Les données disponibles sur les champs de perméabilité sont souvent limitées à des données locales et la représentation de ces données sur l'ensemble du domaine peut se faire sous différentes formes. Différentes méthodes possibles de représentation et leur influence sur les résultats sont traitées au chapitre 4 (page 91, partie II).

Puisque la connaissance du sous-sol est également une source de fortes incertitudes, des analyses de sensibilité sur les paramètres incertains sont conduites de manière à mieux appréhender et encadrer ces incertitudes (voir le chapitre 5, page 117, partie II). Les paramètres étudiés sont la variabilité spatiale de perméabilité et les longueurs de corrélation associées, la compressibilité des pores, les perméabilités relatives et les propriétés de la couverture

Néanmoins, la modélisation numérique à l'échelle régionale en 3D requiert des temps de calculs importants. Les études de sensibilité à la fois sur les choix de modélisations et sur les nombreux paramètres géologiques n'ont pas été directement menées sur ces modèles. Des hypothèses simplificatrices ont dû être posées et les conséquences des incertitudes sur les paramètres géologiques et les choix de modélisations ont été étudiées sur des modèles à 2D. Ainsi, en sélectionnant les paramètres géologiques dont l'incertitude a une influence significative sur les prédictions et en supposant que les résultats des modèles restent valides pour les modèles à 3D, l'étude des modèles 3D à l'échelle régionale a pu être effectuée en limitant les temps de calculs.

De plus, pour améliorer l'efficacité des études à l'échelle régionale, une méthode de sélection de réalisations de champ de perméabilité est proposée sur les modèles 2D (chapitre 6). En effet, l'étude de la variabilité spatiale de la perméabilité est effectuée à partir de simulations géostatistiques (non-conditionnelles) générant de multiples réalisations de champ de perméabilité. L'objectif est de réduire le nombre de simulations à effectuer tout en conservant une précision suffisante des résultats. A partir de simulations approchées (simulation monophasique au lieu de diphasique), des réalisations sont sélectionnées, de manière à reproduire les propriétés statistiques de l'ensemble des réalisations. Ainsi, seules les réalisations sélectionnées seront utilisées pour la simulation diphasique plus coûteuse en temps de calcul.

La dernière partie est consacrée aux simulations sur les modèles 3D à l'échelle régionale avec plusieurs projets de stockage (partie III). Cette dernière étape a pour objectif de mieux appréhender les risques d'interférences, en tenant compte des incertitudes, d'une part sur les paramètres géologiques ayant une influence majeure sur la réponse du système et d'autre part sur les paramètres physiques liés à l'injection comme la configuration des puits. Pour l'étude des modèles 3D, les conclusions des études précédentes sur les modèles 2D sont appliquées.

Enfin, les principales conclusions des travaux menés au cours de la thèse sont récapitulées.

## Références Bibliographiques de l'Introduction

- [1] IEA. Technology roadmap : Carbon capture and storage. Technical report, 2009.
- [2] P Jordan. Basin-wide pressure changes due to CO<sub>2</sub> storage : California production as a reverse analog. volume 2, pages 622–628, 2010.
- [3] E Brosse, H Fabriol, M Fleury, S Grataloup, and J M Lombard. CO<sub>2</sub> Storage in the Struggle against Climate Change. *Oil Gas Sci. Technol. - Rev. IFP*, 65(3) :369–373, 2010. doi : 10.2516/ogst/2010012.
- [4] James J Dooley. Estimating the supply and demand for deep geologic CO<sub>2</sub> storage capacity over the course of the 21<sup>st</sup> Century : A meta-analysis of the literature. In *Energy Procedia, GHGT-11*, volume 00, pages 1–10, 2013. ISBN 1301314676.
- [5] K Pruess and N Spycher. ECO<sub>2</sub>N - A fluid property module for the TOUGH2 code for studies of CO<sub>2</sub> storage in saline aquifers. *Energy Conversion and Management*, 48(6) :1761–1767, 2007.
- [6] K. Michael, a. Golab, V. Shulakova, J. Ennis-King, G. Allinson, S. Sharma, and T. Aiken. Geological storage of CO<sub>2</sub> in saline aquifers : A review of the experience from existing storage operations. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 4(4) :659–667, July 2010. ISSN 17505836. doi : 10.1016/j.ijggc.2009.12.011.
- [7] H J Herzog. Scaling up carbon dioxide capture and storage : From megatons to gigatons. *Energy Economics*, 33(4) :597–604, July 2011.
- [8] B Hitchon, W D Gunter, T Gentzis, and R T Bailey. Sedimentary basins and greenhouse gases : A serendipitous association. *Energy Conversion and Management*, 40(8) :825–843, 1999.
- [9] USEPA. Geologic Sequestration of Carbon Dioxide Underground Injection Control ( UIC ) Program Class VI Well Area of Review Evaluation and Corrective Action Guidance. Technical Report May, Office of Water, 2013.

**Première partie**

**Bibliographie et positionnement du  
sujet**



# Chapitre 1

## État de l'art

Ce chapitre décrit les avancées dans la compréhension et la modélisation du stockage géologique de CO<sub>2</sub> à l'échelle industrielle.

Dans un premier temps, les principaux paramètres géologiques associés aux équations d'écoulement et de transport sont définis. Les projets actuels à l'échelle industrielle et les études menées à l'échelle du bassin sont décrits, soulignant les principaux points critiques. Enfin, les précédentes études sur les paramètres et leur influence sur la réponse du système sont détaillées.

### 1.1 Equations d'écoulement et paramètres associés

L'écoulement et le transport des fluides sont régis par les lois de conservation (de la masse, de la quantité d'énergie) et par les équations d'état des fluides et du milieu poreux.

$$\frac{\partial \rho \phi}{\partial t} + \text{div}(\rho \vec{V}) + q = 0$$

$\phi$  : porosité  
 $\rho$  : masse volumique du fluide  
 $\vec{V}$  : vitesse de déplacement du fluide  
 $q$  : source

(1.1)

*Conservation de la masse, cas non-stationnaire, monophasique*

$$\vec{V} = -\frac{K}{\mu} \text{grad}(P + \rho g z)$$

$K$  : perméabilité  
 $g$  : constante de pesanteur  
 $z$  : profondeur

(1.2)

*Loi de Darcy*

*Conservation de la quantité d'énergie dans le cas d'un écoulement lent, monophasique*

1. La porosité se définit par le rapport entre le volume de pores et le volume de roche. La porosité totale considère tout l'espace poral tandis que la porosité effective ne considère que les pores connectés. Dans le cadre de cette étude, seule la porosité effective est considérée puisqu'elle représente le volume pouvant être envahi par le CO<sub>2</sub> injecté ou par la saumure déplacée. La porosité des roches a un rôle important pour la détermination du



volume disponible et donc pour la détermination de zones favorables au stockage<sup>1</sup>. La porosité des roches va dépendre du type de roche formé pendant le processus de dépôt et des contraintes subies pendant et après le dépôt pouvant conduire soit à une cimentation de ces pores soit à une dissolution de certains cristaux modifiant ainsi la porosité.

2. *La masse volumique du fluide* permet de définir quelle masse pourra être contenue pour un volume donné.

Les deux propriétés précédentes varient en fonction, notamment de la pression et de la température pour la masse volumique. Ces variations, c'est-à-dire la compressibilité des fluides et des roches incluant le milieu poreux, sont définies par les équations d'état des fluides et du milieu poreux.

- La compressibilité de la roche.

Le poids des roches sus-jacentes au réservoir exerce une force de compression sur celui-ci. La pression des roches sus-jacentes (overburden pressure) dépend principalement de la profondeur de la formation (Ahmed, 2001 [1]). Le gradient de pression des roches sus-jacentes est, en général, d'environ 2,1MPa/km.

Le gradient de pression des pores dans le réservoir est souvent plus faible de l'ordre de 1MPa/km. La pression des roches sus-jacentes effective est donc définie par la différence entre la pression des roches sus-jacentes et celles des pores (en 1D, vertical). Lors de l'injection, la pression des pores augmente, par conséquent la pression effective des roches sus-jacentes diminue. Cela implique une augmentation du volume des roches du réservoir, une contraction des grains et donc une augmentation du volume poral. Ces variations de volume en fonction de la pression définissent la compressibilité des roches. La compressibilité varie en fonction du type de roches, de la porosité et de la pression effective des roches sus-jacente. Généralement, la compressibilité diminue avec l'augmentation de ces deux derniers paramètres.

Trois types de compressibilité existent : la "bulk compressibility" qui définit la variation du volume total de la roche poreuse par variation de la pression appliquée à celle-ci (équation 1.3), la compressibilité de la matrice (équation 1.4) et la compressibilité des pores (équation 1.5) qui spécifient, respectivement, la variation du volume de la matrice rocheuse ou du volume des pores en fonction de la pression.

$$C_b = \frac{-1}{V_b} * \left( \frac{\partial V_b}{\partial P} \right)_T \quad \begin{array}{l} C_b : \text{compressibilité de la roche totale [Pa}^{-1}] \\ V_b : \text{volume de la roche totale [m}^3] \\ T : \text{la dérivée est calculée à température constante} \end{array} \quad (1.3)$$

$$C_r = \frac{-1}{V_r} * \left( \frac{\partial V_r}{\partial P} \right)_T \quad \begin{array}{l} C_r : \text{compressibilité de la matrice rocheuse [Pa}^{-1}] \\ V_r : \text{volume de la matrice [m}^3] \end{array} \quad (1.4)$$

$$\begin{array}{l} C_p = \frac{-1}{V_p} * \left( \frac{\partial V_p}{\partial P} \right)_T \\ C_p = \frac{-1}{\phi} * \left( \frac{\partial \phi}{\partial P} \right)_T \end{array} \quad \begin{array}{l} C_p : \text{compressibilité des pores [Pa}^{-1}] \\ V_p : \text{volume des pores [m}^3] \end{array} \quad (1.5)$$

---

1. d'autres paramètres entrent en compte notamment les compétitions entre forces gravitaires, forces de viscosité et forces capillaires.

Les valeurs typiques de la compressibilité des pores des roches réservoirs sont comprises entre  $4.35 \cdot 10^{-10}$  et  $3.63 \cdot 10^{-9} \text{ Pa}^{-1}$  [1]. Pour une majorité de réservoirs pétroliers, la bulk compressibility et la compressibilité de la matrice sont bien inférieures à celle des pores et sont donc généralement négligées. La compressibilité de la matrice rocheuse sera également négligée dans cette étude puisqu'elle est, de l'ordre d'un facteur 10, inférieure à la compressibilité des pores et à celle du liquide.

- La compressibilité des fluides dépend de la pression, de la température et du type de fluide. Certains fluides sont incompressibles, leur volume ne varie pas avec la pression. Les fluides comme l'eau ou le pétrole sont peu compressibles. La variation de volume avec celle de pression reste faible. En revanche, les gaz, comme le  $\text{CO}_2$ , sont généralement compressibles. Leur volume varie de façon non-négligeable avec la variation de pression. La figure 1.1, à température fixée, montre clairement la variation de masse volumique du  $\text{CO}_2$  en fonction de la pression tandis que celle de la saumure ou de l'eau reste quasiment constante. En équilibre hydrostatique, la pression augmente avec la profondeur. Par conséquent, puisque le  $\text{CO}_2$  est compressible, sa masse volumique augmentera avec la profondeur et donc la capacité de stockage augmente potentiellement avec la profondeur.

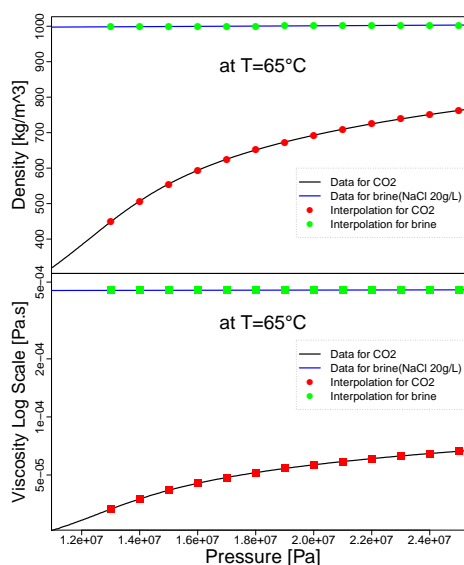


FIGURE 1.1 – Variations de la masse volumique (en haut) et de la viscosité (en bas) du  $\text{CO}_2$  et de la saumure en fonction de la pression (température fixée, basées sur les équations d'état du logiciel TOUGH2/ECO2N)

Plus la compressibilité des fluides ou des pores est importante, plus la quantité de fluide pouvant être accommodée par le milieu poreux sera importante puisque soit le volume poreux augmente soit le volume de fluide diminuera suite à l'augmentation de pression induite par l'injection.

3. La perméabilité est un paramètre dynamique définissant la capacité d'une roche à transmettre le fluide. Elle est caractérisée par la loi de Darcy (équation 1.2). Une faible perméabilité représente une barrière à l'écoulement tandis qu'une forte perméabilité constitue un chemin préférentiel d'écoulement pour le fluide avec des vitesses importantes. La migration du  $\text{CO}_2$  est influencée par la perméabilité et sa variation spatiale, i.e. les

chemins préférentiels ou les barrières à la migration. La perméabilité n'est pas nécessairement un scalaire mais plutôt un tenseur. La valeur de la perméabilité dépend alors de la direction d'écoulement. Souvent, l'anisotropie en milieu sédimentaire considérée est celle de la perméabilité verticale par rapport à la perméabilité horizontale ( $K_v/K_h$ ) dans le plan de la strate supposée. Les autres variations de perméabilité en fonction de la direction d'écoulement dans la strate sont généralement négligées.

4. *La viscosité* représente la résistance du fluide à l'écoulement et reflète un processus de cisaillement du fluide en présence d'un gradient de vitesse. Un fluide visqueux s'oppose à l'écoulement, induisant une faible vitesse d'écoulement.

Une forte perméabilité et une faible viscosité tendent à accentuer les effets gravitaires, les forces de gravité devenant majoritaires par rapport aux forces de viscosité. Ces conditions favorisent la migration verticale ascendante du  $\text{CO}_2$ . A l'inverse, dans le cas de faible perméabilité et d'un fluide visqueux, le déplacement du  $\text{CO}_2$  peut être décrit selon "l'effet piston".

En regroupant les deux équations précédentes (1.1 et 1.2), l'écoulement peut être défini par :

$$\frac{\partial \rho \phi}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} = \text{div}(\rho * \frac{K}{\mu} \text{grad}(P + \rho g z)) - q \quad (1.6)$$

Dans le cas simple où une seule phase est considérée et si le fluide est supposé peu compressible et le milieu poreux peu déformable, la viscosité supposée indépendante de la pression et considérant un écoulement lent radial, principalement horizontal (aquifère infini, la hauteur de l'aquifère est négligeable par rapport à sa longueur) alors l'écoulement peut être décrit par l'équation de diffusivité [1] :

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} = \frac{\phi \mu C_t}{K} \frac{\partial P}{\partial t} \quad \begin{array}{l} C_t : \text{compressibilité du système, i.e fluide et pores} \\ \frac{\phi \mu C_t}{K} : \text{terme de diffusivité} \end{array} \quad (1.7)$$

D'après les équations précédentes, plus la compressibilité des fluides et/ou des pores sera importante, moins l'augmentation de pression sera importante et inversement. Une augmentation de la perméabilité accélère la dissipation de la pression et inversement pour la viscosité.

L'augmentation de la pression et donc l'injectivité dépendent de la perméabilité, de la compressibilité de pores et des propriétés des fluides. Il existe une pression maximale admissible. Les contraintes naturelles en place dans les massifs limitent la valeur maximale de la pression. Au-delà, les critères de cisaillement de fractures préexistantes avec émissions de signaux microsismiques ou de fracturations hydrauliques sont atteints et l'intégrité du stockage est remise en cause. D'où l'importance de définir correctement ces paramètres pour assurer la faisabilité du stockage.

Dans le cas de plusieurs phases, les équations précédentes doivent être modifiées pour tenir compte des différences de comportements des fluides entre phases notamment en fonction des paramètres de saturation, de perméabilité relative et de pression capillaire (équation 1.8).

$$\frac{\partial(\phi \rho_g S_g)}{\partial t} + \text{div}(\rho_g * -K \frac{k_{rg}(S_g) \rho_g}{\mu_g} \text{grad}(P_g - \rho_g g)) + q_g = 0 \quad (1.8)$$

$S_g$  : saturation en gaz  
 $k_{rg}(S_g)$  : perméabilité relative du gaz fonction de la saturation en gaz  
 $P_g$  : pression de la phase gaz

*Cas diphasique sans changement de composition (i.e supposé immiscible), ici pour la phase gaz*

avec :

$$S_g + S_w = 1$$

$$0 \leq k_{rg}, k_{rw} \leq 1$$

$P_{cap}(S_g) = P_w - P_g$  : pression capillaire du système gaz-eau, fonction de la saturation

$S_w$  : saturation en eau

Pour un système multiphasique, la mobilité des fluides dépend aussi de la pression capillaire, de leurs perméabilités relatives qui dépendent de la saturation en fluide et des caractéristiques de mouillabilité du milieu poreux par rapport au fluide. La saturation est définie par le rapport entre volume du fluide et volume poreux. En dessous d'une certaine valeur de saturation, appelée saturation résiduelle, le fluide est immobile à cause des forces capillaires trop importantes ; la perméabilité relative du fluide est alors nulle. La pression capillaire d'entrée correspond à la valeur seuil pour que le fluide puisse se déplacer. Des exemples de courbes de perméabilités relatives sont présentés à l'annexe C.

## 1.2 Les recherches et les projets de stockage de CO<sub>2</sub> dans un aquifère salin à grande échelle

### 1.2.1 Les projets industriels opérationnels de stockage de CO<sub>2</sub> dans des aquifères salins profonds

Les quelques projets industriels existants ont permis d'injecter environ 34Mt de CO<sub>2</sub> fin 2012 (quatre projets industriels principaux dont celui de Weyburn), ainsi que d'acquérir une meilleure connaissance des processus qui entrent en jeu, en particulier, ceux ne pouvant pas être clairement perçus dans les projets où les taux d'injection sont relativement faibles comparés à ceux attendus pour les projets industriels.

Les projets considérés dans cette étude bibliographique sont ceux ayant un taux d'injection suffisamment important (supérieur à 1Mt/an), dans des aquifères salins. Les caractéristiques de chacun des projets sont résumées au tableau 1.2.

Six projets de stockage de CO<sub>2</sub> industriels effectifs ou en cours de mise en place sont considérés<sup>2</sup> :

- Sleipner, en mer du Nord, Norvège. L'injection a débuté en 1996 [2, 3, 4, 5, 6].
- Snohvit, Barents Sea, Norvège. L'injection a débuté en 2008 [3, 7, 5, 8, 9].
- In Salah, Algérie. L'injection a débuté en 2004 et a été suspendue en 2011 [10, 11, 12, 13, 14, 3].
- Gorgon, Australie. L'injection devrait débuter en 2015 [15, 16, 17].
- MGSC Decatur, Illinois, États-Unis. La première phase n'injecte qu'une quantité limitée de CO<sub>2</sub> (2011) mais un second puits avec un taux d'injection supérieur pourrait potentiellement être mis en place à quelques kilomètres du premier [18, 19, 20].
- SECARB Cranfield, Phase III, Mississippi, États-Unis. L'injection a débuté en 2009 [21, 22, 23, 24, 25].

2. Le cas du projet de Weyburn n'est pas pris en compte puisque il a été effectué dans le cadre d'EOR (Enhanced Oil Recovery, cf. Introduction)

Deux autres projets d'injection massive dans des aquifères pourraient être mis en place prochainement : le Quest project (injection dans un aquifère gréseux, Basal Cambrian), et Fort Nelson project (injection dans un aquifère carbonaté du Dévonien), tous deux au Canada.

Pour les projets listés ci-dessus, la profondeur d'injection est généralement comprise entre 1000m et 2500m, la porosité est en général supérieure à 12% et les formations de stockage sont toutes gréseuses.

Les valeurs de perméabilité ne doivent pas être nécessairement élevées pour assurer la faisabilité du projet. Si les fortes valeurs de perméabilités semblent être un atout pour le projet de Sleipner (plusieurs Darcys), cela ne semble pas pour autant être une raison d'échec pour les projets d'In Salah et de Gorgon qui ont des valeurs moyennes de perméabilité faibles (de l'ordre du millidarcy).

L'injection massive dans des réservoirs de faible perméabilité peut induire une surpression excessive avec un risque de fracturation. Des configurations de puits doivent donc être choisies pour répondre à la demande d'injection de CO<sub>2</sub> à l'échelle industrielle bien que les propriétés des réservoirs soient de faibles qualités. Les projets de Gorgon et de In Salah sont donc dotés de plusieurs puits qui sont déviés ou horizontaux (les autres projets ont des puits verticaux sauf dans le cas du projet de Sleipner où un puits horizontal est utilisé pour éviter d'injecter directement le CO<sub>2</sub> sous la plateforme). Pour le projet de Gorgon, des puits producteurs d'eau sont aussi prévus pour limiter l'augmentation de pression.

Pour la plupart de ces projets, les incertitudes sur les facteurs géologiques contraignent fortement l'évaluation de la faisabilité du projet puisque ces facteurs contrôlent la migration du panache du CO<sub>2</sub> et la perturbation du système. Lors des modélisations pré-injection, ces facteurs ne sont souvent pas représentés, ou approchés grossièrement, car peu de données les caractérisant sont disponibles. Leurs effets n'ont pu être compris qu'en fonction de la réponse du système durant l'injection [3, 26].

Dans le cas de Sleipner, le rôle-clé des barrières internes d'argile du réservoir, de la variabilité spatiale de leurs propriétés ainsi que de la topographie sur la migration du panache a pu être mis en évidence à partir de résultats de la sismique 4D. En effet, la présence de zones de plus forte perméabilité dans les barrières d'argile a permis la migration du CO<sub>2</sub> jusqu'à la couverture. Un modèle simple avec un maillage grossier (avec une trop faible résolution pour représenter les barrières d'argiles) ne permettait pas de représenter la dynamique de l'écoulement du CO<sub>2</sub> et donc de donner des prévisions réalistes<sup>3</sup>.

Dans le cas du projet de Snohvit, la méconnaissance du sous-sol a eu des conséquences plus critiques que dans le cas de Sleipner. Les caractérisations réalisées à partir de carottages au niveau du puits et d'études sismiques ont surestimé d'une part la perméabilité du réservoir, et d'autre part la communication latérale du bloc faillé. Au cours de l'injection, l'augmentation de pression a été beaucoup plus importante que prévue conduisant à l'arrêt de l'injection à cause des risques de dépassement de la pression limite de fracturation. Par la suite, il a pu être mis en évidence que cette faible injectivité est due à la semi-compartmentation du secteur ciblé par des failles scellantes et est également due à la faible connectivité entre faciès de forte perméabilité, en particulier verticalement (dépôt deltaïque)<sup>4</sup>. Ceci conduit à une perméabilité effective autour du puits très inférieure à celle qui avait été estimée à partir des échantillons de

---

3. Une deuxième cause d'erreur de modélisation a été mise en avant pour ce projet : la sous-estimation des forces capillaires et gravitaires par rapport à celles de viscosité

4. Des modélisations ayant étudié la sensibilité à la compartmentation latérale avaient rendu compte de la possibilité de l'injectivité drastiquement réduite dans le cas où le réservoir serait complètement compartimenté (i.e. dans toutes les directions latéralement). A ce stade, la compartmentation verticale n'avait pas été envisagée

carottes. La capacité du stockage dépend du volume du réservoir communicant avec le puits. L'injection a pu être poursuivie dans une formation sus-jacente plus favorable à l'injection.

Dans le cas du projet de Gorgon où l'injection n'a pas encore commencé, les trois centres de forages pourront être utilisés pour prévenir ce type de problème. En effet, chacun de ces centres peut être utilisé pour forer jusqu'à six puits déviés or seuls 9 puits devraient être nécessaires pour atteindre les objectifs de stockage. Dans le cas où une zone défavorable serait rencontrée sur l'un des puits, il sera possible de forer un puits additionnel pour le remplacer.

Pour le projet d'In Salah, les outils de surveillance ont permis de détecter une faible fuite au niveau d'un puits abandonné qui n'avait pas été prévue par la modélisation à cause des incertitudes sur la transmissivité et la répartition des fractures. Le puits a pu être cimenté pour prévenir de nouvelles fuites et n'a pas donc pas remis en cause l'injection. Néanmoins, le risque de présence de failles et de fractures dans la couverture a mené, par précaution, à la suspension des opérations d'injection.

Pour le projet DECATUR, le comportement du système à l'injection est conforme aux résultats attendus avec des propriétés réservoir de bonne qualité, une forte injectivité et une faible migration verticale du CO<sub>2</sub>. Néanmoins, à partir des données acquises en début d'injection (4 mois), la valeur de perméabilité présumée, utilisée pour le modèle, a du être modifiée pour la calibration de la pression au puits, tandis que le facteur d'anisotropie et la compressibilité du réservoir ont été modifiés pour la calibration de la perturbation de pression aux puits de surveillances [20].

Les études du projet SECARB (Phase III) ont également mis en évidence les difficultés pour prévoir l'injectivité et le chemin de migration du panache. Pour l'injectivité, l'augmentation de pression au fur et à mesure de celle du taux d'injection est nettement moins élevée que celle obtenue par les modèles numériques. Cette différence pourrait s'expliquer par des phénomènes thermo-mécaniques : le CO<sub>2</sub> étant injecté à une température inférieure à celle du réservoir, cela induirait des modifications des propriétés pétrophysiques voire l'ouverture ou la création de fractures à proximité du puits d'injection. Pour la migration du panache, si le temps d'arrivée au premier puits d'observation est relativement bien estimé, le panache arrive bien plus rapidement que prévu au second puits. Plusieurs paramètres peuvent expliquer le retard du modèle : les hétérogénéités du système incluant des chemins de migration préférentielle en terme de perméabilité et les hétérogénéités des pressions capillaires et des perméabilités relatives (différenciées en fonction du type de roche) qui favorisent le déplacement du CO<sub>2</sub>. Avec un seuil de pression supérieur dans les argiles, le CO<sub>2</sub> ne devrait pas entrer dans ces couches peu perméables, une augmentation de la saturation irréductible en eau permet au CO<sub>2</sub> de balayer une surface plus importante.

Le principal facteur affectant les qualités prédictives des études de projets, d'après ces cas réels, relèverait donc des hétérogénéités du sous-sol. Etant donné que leur connaissance est limitée, les études de risques doivent donc envisager de multiples possibilités pour encadrer les évaluations de faisabilité et de capacité de stockage.

Les informations fournies par ces projets sur la configuration des puits et sur les taux d'injection peuvent être retenues pour servir d'exemples afin de construire un modèle d'injection à l'échelle industrielle. Les problèmes rencontrés ou les questions soulevées lors de ces projets devront être pris en compte sous forme d'incertitudes à appréhender dans cette étude.

## CHAPITRE 1. ÉTAT DE L'ART

	In Salah	Sleipner	Gorgon
<b>Localisation</b>	Algérie (région centrale)	Mer du Nord (Norvège)	Nord-Ouest Australie (Barrow island)
<b>Caractéristiques du projet</b>	Projet onshore : réinjection de CO <sub>2</sub> coproduit par l'exploitation du Krechba field (anticlinal, 0,3% CO <sub>2</sub> ; 3 puits producteurs)	Projet offshore de réinjection du CO <sub>2</sub> coproduit par l'exploitation du champ de Sleipner	Projet offshore, réinjection de CO <sub>2</sub> provenant de champ de gaz (14% CO <sub>2</sub> ), Anticlinal du "Barrow sub-basin"
<b>Durée et taux d'injection</b>	Début en 2004. 17Mt initialement prévues mais l'injection a été suspendue en juin 2011, environ 3.8 Mt ont été injectées	Début en septembre 1996. Environ 16 Mt ont été injectées	Injection cumulée prévue d'environ 120/129Mt à partir de 2015
<b>Caractéristiques des puits injecteurs</b>	3 injecteurs horizontaux. Longueurs comprises entre 1500m et 1800m. Distances entre puits inférieures à une dizaine de km	Un puits injecteur dévié (pour éviter l'injection sous la plateforme), 2km de longueur. Injection à 1012m, env. 1Mt/an.	3 centres de forage, 9 puits d'injections déviés (~5Mt/an/centres prévues). 4 puits producteurs de saumure et 4 puits de surveillance. La distance entre les centres de forage est comprise entre 3km et 6km, entre les points d'injection entre 2 et 8km (2km pour un même centre).
<b>Caractéristiques du réservoir</b>	Grès du Carbonifère et argiles peu perméables fracturés. Strates majoritairement horizontales. Failles mineures verticales dans le réservoir et dans la couverture argileuse, aucunes dans les anhydrites. Formation segmentée par les failles et hétérogène.	Utsira formation (Miocene Moyen à Pliocene Inf.) 400*100km <sup>2</sup> , grès fin à moyen peu consolidé (depot tubiditique) et fins dépôts d'argiles sur les bords des corps gréseux. Propriétés du grès quasi-uniformes (les argiles ne forment que de fines (1-2m) et partielles barrières). La structure a une faible pente.	Dupuy formation (Jurassique Supérieur), grès déposés en milieu marin profond sur une pente instable. Divisé en 4 unités dont 2 unités-cibles pour l'injection: Lower Dupuy (grès fin et argiles, faible injection planifiée) et Upper Massive Sand (grès fin à moyen et intra-siltstones baffles, réservoir de meilleur qualité)
<b>Profondeur des aquifères/épaisseur/ Porosité</b>	Aquifère gréseux (water-leg du gas field) d'environ 20m d'épaisseur, injection entre 1850 et 1950m. Porosité de 13 à 20%.	Aquifère gréseux au dessus de celui de production. 800-1000m de profondeur et épaisseur de 200-300m. Porosité ~35 à 40%	Aquifère gréseux de 200 à 500m d'épaisseur, profondeur entre 2000 et 2500m, porosité ~ 22%
<b>Couverture</b>	950m d'argile + 3m d'anhydrite + 900m de grès/argile. Perméabilité: 10 <sup>-21</sup> à 10 <sup>-19</sup> m <sup>2</sup>	Nordland Shale. Permeabilité: 1mD	Basal Barrow Group Shale: argile deltaïque, barrière régionale étendue et continue
<b>Pression/T° CI et CL</b>	P et T° initiales: 17,9MPa, 90°C Delta P limite aux puits: ~10MPa	T° initiales: 36°C au point d'injection, 29°C au toit du réservoir. Quasi équilibre hydrostatique (~100 bar au points d'ini., 80 bar au toit)	Compartmentation de l'aquifère entre Dupuy fm et formations sus-jacentes (pression et salinité distinctes)
<b>Perméabilité des aquifères</b>	Grès peu perméable, en moyenne 10mD. Mais la perméabilité de certaines failles et fractures peut être élevée (ordre du Darcy, dans certains cas peut varier en fonction de l'ouverture et fermeture des fractures).	1 à 3D pour les zones gréseuses, 1mD pour les dépôts d'argiles intra réservoir; (sand/shale=0,7 à 1)	Perméabilité entre 30 et 100mD en moyenne
<b>Principaux résultats et difficultés rencontrés</b>	-Incertitudes sur la distribution, conductivité des fractures, failles et leurs réponses aux contraintes induites par l'injection - Une migration (limitée) de CO <sub>2</sub> a été détectée au niveau d'un ancien puits d'exploration qui a ensuite été cimenté et stabilisé permettant l'arrêt de la fuite et la continuité du stockage - Suite à la remise en cause de l'intégrité de la couverture en 2011, l'injection a été suspendue (en revanche aucune fuite n'a été relevée). L'activité de surveillance se poursuit	Différences entre résultats de la migration du panache de la sismique et simulation. Pour la simulation, panache quasi homogène et axisymétrique. Pour la sismique: migration de CO <sub>2</sub> fortement dépendant de la topographie => due à des variations des propriétés des argiles, des pendages qui sont moyennés ou non pris en compte et une sous-estimation des forces gravitaires/capillaires vs. viscosité dans la simulation	Les placements des puits (trajectoires et distances par rapport aux centres de forage) et le nombre de puits ont été contraints par une pression maximale pour éviter le développement de fractures et par les larges quantités de CO <sub>2</sub> injecté à atteindre. Ces décisions se sont basées sur des modèles statiques et dynamiques. Pour limiter le nombre de puits et atténuer les problèmes de surpressions, des puits producteurs d'eau seront inclus.

FIGURE 1.2 – Récapitulatif des caractéristiques des projets de stockage de CO<sub>2</sub> industriel dans des aquifères salins (complétés ou en cours), d'après [www.sequestration.mit.edu](http://www.sequestration.mit.edu) (Mai 2013), [www.ghgnews.com](http://www.ghgnews.com), [27, 28] et références du paragraphe 1.2.1 (N.B : 1D=10<sup>-12</sup>m<sup>2</sup>).

	Snohvit	MGSC Decatur	SECARB Cranfield Phase III
<b>Localisation</b>	Barents Sea, Norvege	Decatur, Illinois, USA	Cranfield, Mississipi, USA
<b>Caractéristiques du projet</b>	Projet offshore, CO2 coproduit par l'exploitation du champ de Snohvit (Sto formation, 5-8% CO2)	Projet onshore, CO2 produit par l'industrie (éthanol) à coté du site d'injection	Projet onshore, le CO2 provient d'une source naturelle, notamment commercialisé pour le projet EOR (phase II de ce même projet)
<b>Durée et taux d'injection</b>	Début en avril 2008. 23Mt en 30 ans initialement prévues mais surestimation importante. Arrêt de l'injection dans Tubaen fm en avril 2011 (1.1Mt injectées); se poursuit dans Sto fm.	Début en novembre 2011, prévoit 1Mt/3ans (un 2nd puits pourrait potentiellement être foré pour injecter env. 3Mt/3ans)	Début en avril 2009 et en décembre 2009 dans la DAS (Detailed Area Study). Prévoit d'injecter env. 2,1Mt (1,4Mt/an pendant 18 mois)
<b>Caractéristiques des puits injecteurs</b>	Un puits injecteur (quasi-vertical, pas de plateforme, transport par pipeline via l'île de Melkoya). Perforations initialement uniquement sur 30m du bas du réservoir	Un puits injecteur (le 2nd puits potentiel devrait être foré à une distance inférieure à 10km) et puits de surveillance	7 puits injecteurs dont un puits dans la DAS encadré par 2 puits de surveillance (sur une section latérale d'environ 110m)
<b>Caractéristiques du réservoir</b>	Tubaen formation (Jurassique inf. à moyen) grès intercalés de couches d'argiles fines (depot deltaïque à fluvial). Incertitudes sur le degré de communication verticale (interne au réservoir) et latérale du réservoir liées aux incertitudes sur les connexions entre chenaux et à la délimitation du réservoir latéralement par des failles aux propriétés scellantes incertaines. Possibles réductions de perméabilité par diagénèse localement	Mt Simon sandstone (Cambrien), réservoir gréseux avec des barrières imperméables internes: bandes de silt-argiles (système fluvial en tresse)	Lower Tuscaloosa Formation (Crétacé Supérieur). Anticlinal. Grès de dépôt fluvial et des barrières d'argiles séparent le réservoir en plusieurs unités. Mais les barrières d'argiles ne s'étendent pas latéralement (peu de corrélation entre puits), incertitudes sur leurs répartitions. Diagénèse (mal caractérisé spatialement) peut avoir modifié la qualité de certains grès
<b>Profondeur des aquifères/épaisseur/ Porosité</b>	Aquifère gréseux à ~2600m, 60m d'épaisseur (seulement 30m initialement perforés), porosité env. 15%-13%	Aquifère gréseux à ~2100m, 300m d'épaisseur, porosité ~15%	Aquifère gréseux (water-leg de gas/oil field) à ~3140m, de 25m d'épaisseur, porosité ~20%
<b>Couverture</b>	Nordmela fm: silty shale et grès très fin	Eau Claire: argile, dépôt marin. 96m d'épaisseur	Middle Tuscaloosa formation: argile, dépôt marin, plus de 60m d'épaisseur
<b>Pression/T° CI et CL</b>	P et T° initiales: 265bar, 98°C, salinité 168g/L. Contrainte de pression limite 390bar	T° 50°C, P: 221bar à 2144m	T° 128°C, P: 310 bar
<b>Perméabilité des aquifères</b>	Perméabilité de 10 à 800mD, des perméabilités >1D ont été mesurées sur carottes mais l'extension latérale est incertaine. (K déduite à partir de relations K/porosité de mesures sur carottes, porosité déterminée par diagraphie et étude sismique)	Perméabilité ~225mD	Perméabilité 50 à 1000mD (note: problème de corrélation entre perméabilités obtenues sur carottes et par diagraphies)
<b>Principaux résultats et difficultés rencontrés</b>	1er problème d'injectivité probablement lié à une précipitation de sel, résolu par injection d'une solution de MEG Mais injectivité reste faible: augmentation de pression reste forte et trop importante pour maintenir l'injection prévue => arrêt du stockage dans Tubaen fm. La présence de failles scellantes et la faible connectivité de la zone d'injection (chenaux) explique cette faible injectivité et donc la diminution de capacité du projet. L'estimation de 23Mt a été réalisée en supposant une faible compartimentalisation et une bonne connexion des corps gréseux ce qui s'est avéré irréaliste.	L'injectivité a été plus importante que celle initialement prévue par les modèles (augmentation de pression plus faible, taux d'injection plus élevée) L'importante épaisseur du réservoir et la présence de barrière d'argile permettent d'éviter que le CO2 n'atteigne le toit du réservoir	Des données supplémentaires de l'EOR (phase II) dont les conditions aux limites permettent de mieux contraindre le modèle. Mais problème pour prévoir la pression au puits (moins élevée que prévue). Importance des perméabilités relatives et pression capillaire pour prévoir la migration et la pression aux puits. Importance de la connectivité, des hétérogénéités mise en évidence par la migration du CO2: zones de forte perméabilité entre puits d'observations court-circuitent le panache et induisent une rapide arrivée au 2ème puits d'observation plus éloigné.

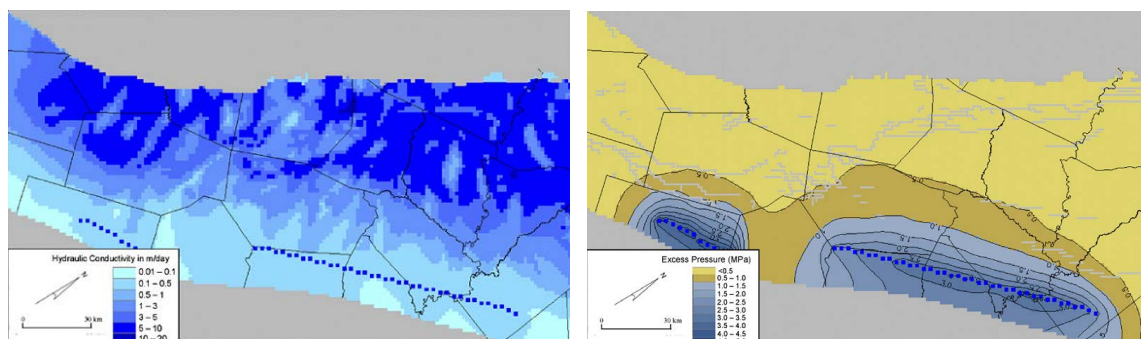
FIGURE 1.3 – Suite, récapitulatif des caractéristiques des projets de stockage de CO<sub>2</sub> industriel dans des aquifères salins (complétés ou en cours), d'après [www.sequestration.mit.edu](http://www.sequestration.mit.edu) (Mai 2013), [www.ghgnews.com](http://www.ghgnews.com), [27, 28] et références du paragraphe 1.2.1



### 1.2.2 Les études de stockage de CO<sub>2</sub> à l'échelle du bassin

Ces études répondent au besoin émis par Bergman and Winter (1995) et Van Der Meer (1992) qui soulignent d'une part que l'injection de CO<sub>2</sub> en déplaçant la saumure et modifiant les vitesses d'écoulements pourrait avoir des conséquences néfastes sur les réserves en eau potable et d'autre part l'augmentation de pression pourrait limiter les capacités disponibles des aquifères salins. Nicot [29] rapporte que depuis ces dates (1995, 1992) peu, voire aucune, recherche n'avait été faite dans ce sens. Les principales études sur les processus mis en jeu lors du stockage de CO<sub>2</sub> à l'échelle du bassin ont permis d'identifier deux zones d'influences distinctes sur le système souterrain : à proximité de la zone d'injection en raison des risques de migration verticale du CO<sub>2</sub> jusqu'aux aquifères peu profonds et loin de la zone d'injection en raison du déplacement de la saumure (Lemieux [30]) lié à l'augmentation de pression suite à l'injection massive. Ces études ont donc permis de définir les principaux risques limitant l'injection, mentionnés dans l'introduction : les risques de fuites de CO<sub>2</sub> et de la contamination de la ressource en eau.

L'un des premiers modèles d'injection de CO<sub>2</sub> à grande échelle a été réalisé par Nicot (2008) [29], [30]. Cette étude s'appuie sur un modèle hydrologique existant pour lequel de nombreuses données sont disponibles : le système d'aquifères Carrizo-Wilcox (Texas Gulf Coast). Ce modèle régional réaliste (figure 1.4a) tient compte de la distribution spatiale de la conductivité hydraulique (équivalent à la perméabilité intrinsèque multipliée par la masse volumique de l'eau et la constante de pesanteur) et du coefficient d'emmagasinement (i.e. relatif à la compressibilité du système), de la porosité, etc.



(a) Distribution de la conductivité hydraulique pour le système d'aquifères de Carrizo-Wilcox au Texas et emplacement des 50 puits d'injection (b) Distribution de l'augmentation de pression pour le cas d'injection de 1MtCO<sub>2</sub>/an/puits

FIGURE 1.4 – Modèle hydrogéologique et résultats en pression de Nicot, 2008 [29]

L'objectif de cette étude est d'évaluer l'influence sur l'écoulement régional, pouvant induire le déplacement de la saumure vers des zones plus superficielles, non confinées de la formation d'injection ou de ressources en eau (e.g. zone de pompage). Nicot [29] utilise un modèle monophasique (injection d'eau au lieu du CO<sub>2</sub>, modèle 3DMODFLOW) en supposant que les processus d'écoulements multiphasiques sont négligeables pour décrire la perturbation de pression en dehors de la zone d'injection de CO<sub>2</sub>, donc hors de la zone d'écoulement multiphasique. Il néglige également les différences de densité entre fluides.

Deux cas sont envisagés : l'injection de 1MtCO<sub>2</sub>/an/puits (cas 1) ou 5MtCO<sub>2</sub>/an/puits (cas 2) pendant 50 ans via 50 puits séparés d'environ 1.6km dans un aquifère salin non-

compartimenté. Les résultats du modèle monophasique montrent une augmentation de pression inférieure à 5MPa (cas 1, figure 1.4b), de l'ordre de 3 à 4MPa à quelques kilomètres de la zone d'injection. La perturbation de pression se propage rapidement, bien qu'elle reste faible dans les zones non-confinées, la distance entre les points d'injection et les zones non-confinées variant entre 70 et 130 km. Le niveau moyen de l'eau dans les zones non confinées ou proche des zones de pompage d'eau augmente environ d'1m ( $10^4$  Pa) à la fin de l'injection pour le cas 1 et jusqu'à 5m ( $5 \cdot 10^4$  Pa) pour le cas 2. Dans le premier cas, cette valeur, équivalente aux variations piézométriques saisonnières, est considérée comme peu sensible à l'injection de  $\text{CO}_2$ . Mais localement, l'élévation du niveau de l'eau peut être plus importante, jusqu'à 5m ( $5 \cdot 10^4$  Pa) pour le cas 1 et 15m ( $1.5 \cdot 10^5$  Pa) pour le cas 2. Des barrières locales à l'écoulement sont potentiellement à l'origine de ces effets indésirables [31].

Etant donné l'importante propagation de la pression liée à l'injection de  $\text{CO}_2$ , l'étude montre la nécessité de la modélisation à l'échelle régionale pour évaluer les possibles impacts sur les ressources en eau, notamment pour la délimitation d'une zone de surveillance.

Afin de vérifier la précision des résultats obtenus par simulation monophasique, Nicot et al. (2011 [32]) comparent les résultats du simulateur monophasique (logiciel CMG-IMEX, comme pour MODFLOW, les variations de densité et de viscosité en fonction de la température et de la pression ne sont pas prises en compte) et d'un simulateur multiphasique (logiciel CMG-GEM). Pour cette étude, un modèle 1D simplifié est utilisé avec un puits injectant du  $\text{CO}_2$  pendant 30 ans à  $66.51 \text{ m}^3/\text{jour}$ .

Pour pouvoir utiliser la simulation monophasique comme approche simplifiée, la méthode proposée est de modifier uniquement le taux d'injection de manière à obtenir une équivalence entre injection de  $\text{CO}_2$  et d'eau. Deux calculs sont envisagés : soit seule la différence entre "average formation volume factor" (i.e. rapport du volume de fluide dans la formation d'injection sur le volume aux conditions T,P de surface) est prise en compte (équation 1.9), soit la différence de viscosité, de densité et de compressibilité des fluides est prise en compte pour le calcul du taux d'injection équivalent (équation 1.10).

$$\text{Cas 1 : } Q_{brine} = Q_{CO_2} \frac{B_{CO_2}}{B_{brine}} \quad (1.9)$$

$$\text{Cas 2 : } Q_{brine} = Q_{CO_2} \frac{B_{CO_2}}{B_{brine}} \frac{\ln\left(\frac{2.25Kt}{\phi\mu_{CO_2}C_t r_w^2}\right)}{\ln\left(\frac{2.25Kt}{\phi\mu_{brine}C_t r_w^2}\right)} \quad (1.10)$$

$B_{brine}$  : "Average formation volume factor" de la saumure

$C_t$  : Compressibilité du système (compressibilité du fluide et des pores)

$r_w$  : Rayon du puits

*Calcul de taux d'injection volumétrique-équivalent en saumure*

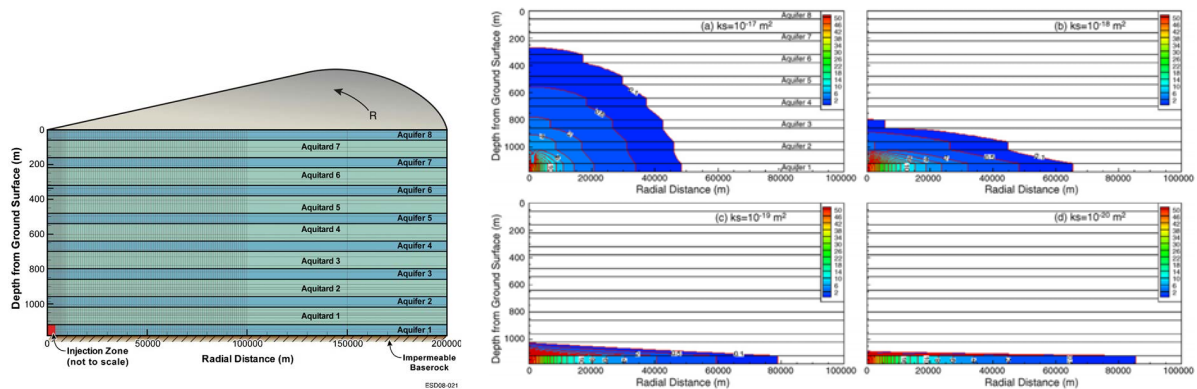
Les résultats en pression obtenus par la simulation monophasique sont dits conservatifs, c'est-à-dire qu'ils surestiment l'augmentation et la propagation de la pression. Les différences tendent à augmenter au cours de l'injection puisque avec l'augmentation de pression, les propriétés du  $\text{CO}_2$  varient alors que celles de l'eau sont relativement stables et que le calcul de taux d'injection est déterminé pour une pression fixée. Toutefois, les pressions obtenues dans le cas où les différences de propriétés des fluides ont été prises en compte restent similaires à celles du cas multiphasique loin du puits (e.g. supérieur à 100km après 30 ans d'injection).

En première approche, l'injection de  $\text{CO}_2$  pourrait être modélisée avec un simulateur monophasique en tenant compte des différences de propriétés des fluides. Cette méthode fournirait une approximation de la propagation de pression loin du puits. L'approche par un simulateur

multiphasique reste plus précise en tenant compte des variations des propriétés des fluides en fonction des conditions de pression et de température.

En 2009, Birkholzer et al. [33] ont réalisé une étude de sensibilité sur la réponse en pression liée à l'influence du stockage de CO<sub>2</sub> dans un aquifère salin pour des applications à l'échelle industrielle des projets de CCS. L'objectif est d'estimer la zone d'influence de l'injection de CO<sub>2</sub> dans un système idéal multicouches où l'écoulement vertical et latéral de la saumure peuvent entrer en compétition.

Ils utilisent le simulateur multiphasique TOUGH2/ECO2N. Le modèle radial (2 Dimensions) représente de façon conceptuelle un système multicouches : alternance d'aquifères et d'aquitards (chacun de 100m d'épaisseur, figure 1.5a). Le modèle a un rayon de 200km ce qui permet d'éviter l'influence des conditions aux limites sur les résultats. L'injection de 1.52MtCO<sub>2</sub>/an, pendant 30 ans, est simulée dans une zone ayant un large rayon de manière à imiter plusieurs puits. Les couches sont homogènes et les mêmes propriétés sont utilisées pour tous les aquifères, et tous les aquitards, respectivement.



(a) Modèle multicouche, radial représentant un système d'aquifères/aquitards (b) Résultats en pression (en bar) pour différentes valeurs de perméabilité des aquitards

FIGURE 1.5 – Modèle et résultats de Birkholzer et al., 2009 [33]

Différents scénarios de perméabilités des aquitards (de  $10^{-17}$  à  $10^{-20}$  m<sup>2</sup>) et de compressibilités des pores (de  $4.5 \cdot 10^{-10}$  pour les aquifères,  $9 \cdot 10^{-10}$  Pa<sup>-1</sup> pour les aquitards, augmentation ou diminution d'un ordre de grandeur) sont envisagés.<sup>5</sup>

L'extension et l'intensité de l'augmentation de pression seraient significativement sensibles à la perméabilité des aquitards : l'extension latérale diminue si la perméabilité des aquitards augmente et réciproquement, compensée par une augmentation ou une diminution de l'extension verticale. A la fin de l'injection, pour une perméabilité de  $10^{-18}$ m<sup>2</sup>, la pression a augmenté latéralement de  $2 \cdot 10^5$ Pa à environ 30km du puits contre 45km si la perméabilité des aquitards est divisée par 100.

L'influence de la compressibilité des pores sur l'extension et l'intensité de la perturbation de pression est telle qu'une diminution de la compressibilité induit une propagation de la perturbation plus importante et inversement dans le cas de l'augmentation de la compressibilité : à 10km, dans la zone d'injection, l'augmentation de pression est d'environ  $16 \cdot 10^5$ Pa pour le

5. D'autres paramètres importants à traiter sont proposés par l'auteur mais non-traités dans cette étude : la perméabilité, la porosité, la profondeur, l'épaisseur de la formation, les volumes et taux d'injection ...

cas de la plus faible compressibilité et de  $6 \cdot 10^5 \text{Pa}$  pour la plus forte compressibilité à la fin de l'injection. Dans les cas de plus faibles perméabilités des aquitards, la compressibilité est le facteur dominant sur le déplacement de la saumure.

Pour ce modèle radial, l'influence de l'injection de  $\text{CO}_2$  sur le déplacement de la saumure est relativement faible : alors que la perturbation de pression se propage rapidement la vitesse d'écoulement latérale de la saumure est relativement faible. La compressibilité des pores et l'écoulement vertical de la saumure à travers les aquitards jouent un rôle important pour induire une vitesse d'écoulement latérale de la saumure inférieure au taux d'injection (différent de l'effet piston). Dans le cas d'aquitards de perméabilité la plus élevée ( $10^{-16} \text{m}^2$ ), la vitesse d'écoulement latérale est quasiment nulle à 100km du point d'injection et les vitesses de déplacement vertical dans l'aquitard au-dessus de la formation d'injection sont de l'ordre de  $0.006 \text{m/an}$ . Cette faible vitesse d'écoulement de la saumure et la faible distance de déplacement permettent de supposer un impact environnemental faible voire inexistant.

Birkholzer, Zhou et al. [34] [35] en 2010 ont étudié le cas du Mt Simon aquifer, Illinois, USA (i.e. aquifère du projet DECATUR cf. paragraphe 1.2.1, page 15). Sur le modèle 3D régional (figure 1.6a), vingt sites d'injection, séparés d'environ 30km sont représentés, chacun injectant  $5 \text{MtCO}_2/\text{an}$  pendant 50 ans. La simulation est réalisée grâce à TOUGH2-MP/ECO2N qui est une version parallélisée du logiciel TOUGH2. L'objectif est de montrer l'importance de l'évaluation d'une capacité de stockage dynamique (cf. Introduction) en particulier dans le cas de multiples injections, plutôt qu'uniquement basée sur la capacité volumétrique du bassin.

L'aire du modèle du bassin est de  $241\,000 \text{km}^2$ , la zone d'injection (zone où sont regroupés les sites) couvre  $24\,000 \text{km}^2$ . Dans la zone d'injection, les processus à l'échelle du panache de  $\text{CO}_2$  sont étudiés. La formation de stockage y est représentée de façon stratifiée mais homogène latéralement. L'augmentation de pression et la migration de la saumure sont étudiées dans la zone la plus large, à l'échelle du bassin, où le modèle est homogène verticalement et latéralement en supposant que cela n'aura pas d'influence sur la réponse du système.

À l'échelle du panache de  $\text{CO}_2$ , les résultats mettent en évidence les digitations préférentielles du  $\text{CO}_2$  dans les zones à forte perméabilité et l'importance des zones de faibles perméabilité (effet de barrière de perméabilité et de capillarité) retardant la migration verticale. Malgré leur importante extension latérale, les panaches de  $\text{CO}_2$  des différents sites n'interfèrent pas au cours de la simulation.

Dans la zone d'injection et à l'échelle du bassin, la propagation de la perturbation de pression s'étend bien plus rapidement que le panache de  $\text{CO}_2$ . Différentes étapes peuvent être identifiées pour la réponse en pression (figure 1.6b) :

1. Jusqu'à 6 mois d'injection, la propagation de l'augmentation de pression et la migration de la saumure s'effectuent sans interférence entre les différents sites. Au départ, l'injection de fluide est presque entièrement compensée par l'augmentation de l'espace poral grâce à la compressibilité du fluide et des pores.
2. Ensuite, des interférences de pression entre les différents sites sont observables, passant d'un comportement de sites individuels au comportement de multiples sites. Le début de cette étape dépend de l'épaisseur de l'aquifère, variable selon les sites d'injection. Les interférences de pression n'affectent quasiment pas la forme du panache.
3. Enfin, l'augmentation de pression est caractérisée par le système à multiples composants que représentent les sites d'injection et par son atténuation due à la migration de la saumure à travers la couverture : augmentation de  $1 \text{MPa}$  à la limite de la zone d'injection,  $0.1 \text{MPa}$  à 100km de celle-ci à la fin de l'injection.

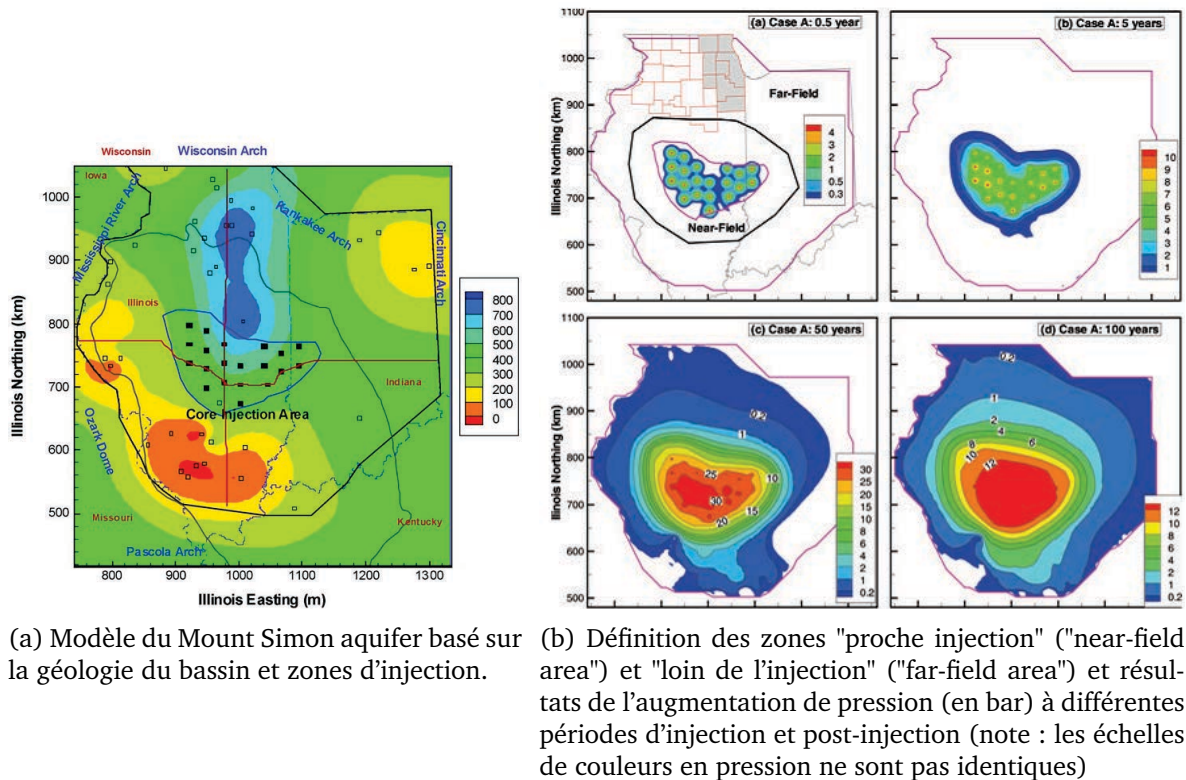


FIGURE 1.6 – Modèle régional et résultats de l'étude d'injections multiples à grande échelle de Zhou et al., 2010 [34], [35]

Au cours de l'injection, l'augmentation de pression n'atteint pas la valeur critique de pression de fracturation et reste inférieure à la réduction de pression induite par la production d'eau intensive dans les aquifères peu profonds. Les vitesses de déplacement de la saumure restent très faibles (à 50 ans d'injection, en moyenne sur tout le domaine, la vitesse est de 0.46mm/an à travers la limite verticale du domaine, et de 0,2m/an aux limites latérales du modèle avec un maximum de 1,2m/an).

Des études de sensibilité ont également été effectuées sur des paramètres incertains lors de la caractérisation de l'aquifère et pouvant potentiellement être influent sur la réponse du système : la perméabilité verticale, horizontale et la pression capillaire d'entrée de la formation Mt Simon, la compressibilité des pores, la perméabilité de la couverture.

Perméabilités et pressions capillaires d'entrée du gaz des différentes couches de la formation de Mt Simon agissent principalement sur la migration du panache de CO<sub>2</sub>. Ils comparent le cas où perméabilités et pressions capillaires varient en fonction de l'élévation et des couches, aux cas où soit la pression capillaire d'entrée est constante, soit pression capillaire et perméabilité sont constantes. Pour ces deux derniers cas, les résultats sont similaires : l'extension latérale du panache est réduite sur les couches supérieures, la bulle de gaz finit par atteindre la couverture contrairement au cas de référence. Par conséquent, la variabilité de la pression capillaire d'entrée serait le facteur significatif sur la migration du panache.

Pour les études sur la compressibilité des pores et la perméabilité de la couverture, le panache de CO<sub>2</sub> n'est pas affecté par ces paramètres. En revanche pour la perturbation de pression, comme pour la publication précédente de Birkhlozer et al. [33] :

- une diminution de la perméabilité de la couverture (de  $10^{-18}$  à  $10^{-20}$  m<sup>2</sup>) entraîne une augmentation de l'extension de la perturbation de pression, puisque la saumure migre moins aisément à travers la couverture.
- une augmentation de la compressibilité de pores de la couverture et du réservoir (multipliée par 3) réduit significativement le pic de pression (1MPa de moins dans la zone d'injection) et son extension car elle permet d'accommoder un plus grand volume injecté.

Les résultats dépendent des paramètres géologiques et d'injection spécifiques à ce modèle. Mais les processus et étapes liés à un système de multiple injection à échelle industrielle pourront être retrouvés pour d'autres systèmes du même type. Ainsi, si la perturbation de pression doit être considérée pour déterminer la capacité dynamique, pour évaluer les risques pour la ressource en eau et les risques de fuites induits par les gradients de pression, alors le processus d'évaluation doit être appliqué à une grande région du bassin pour le stockage à l'échelle industrielle. De plus, l'évaluation ne peut se fonder uniquement sur un seul site puisque les réponses en pression, et donc la capacité dynamique du bassin, sont affectées par les interférences entre sites.

Une autre étude menée par Person et al. 2010 [36] s'intéresse aux influences de multiples injections de CO<sub>2</sub> pour le même bassin de l'Illinois. Dans ce cas, le modèle est différent que ce soit pour les paramètres pétrophysiques : perméabilité de l'aquifère (5-125mD vs. 100-500mD), compressibilité des pores de la formation d'injection ( $10 \cdot 10^{-10}$ Pa<sup>-1</sup> vs.  $4 \cdot 10^{-10}$ Pa<sup>-1</sup>) ou pour la quantité injectée (72.6MtCO<sub>2</sub>/an vs. 100MtCO<sub>2</sub>/an), la configuration de l'injection (726 puits vs. 20 sites d'injection) ou pour le code utilisé (Sharp-interface model vs. Tough2/ECO2N). Ces différences conduisent à des résultats significativement distincts : l'augmentation de pression est 6 fois plus importante dans la zone d'injection que pour Birkholzer et al. [37] et la perturbation de pression ne dépasse pas 25km autour de la zone d'injection.

Puisque les perméabilités sont diminuées et que la compressibilité est augmentée par rapport à l'étude précédente, il est fort probable que ces paramètres soient à l'origine de ces différences. Effectivement, lorsque les auteurs modifient ces paramètres pour correspondre à l'étude précédente, la perturbation de pression atteint les limites du domaine. Une partie des divergences entre résultats pourrait aussi être imputée aux différences de représentation des processus physiques entre les deux codes de simulations.

Yamamoto et al. (2009) [38] ont étudié l'influence de l'injection de CO<sub>2</sub> sur l'écoulement régional pour un projet hypothétique d'injection de CO<sub>2</sub> dans un aquifère salin de la baie de Tokyo (figure 1.7a).

L'injection de 10MtCO<sub>2</sub>/an pendant 100 ans pour chacun des 10 sites d'injection (distants d'environ 10km) est simulée par TOUGH2-MP/ECO2N sur un maillage fin. Les couches sont homogènes latéralement mais présentent des variations verticales (alternances de grès et d'argile). D'après les résultats, le panache de CO<sub>2</sub> a une extension latérale maximale de 4 à 5km au niveau de chaque puits : les panaches individuels de CO<sub>2</sub> ne se rejoignent pas même après 100 ans d'injection. L'augmentation de la pression, son extension (figure 1.7b) et la migration de la saumure due à l'injection sont importantes. Mais la solution est probablement biaisée par les conditions aux limites latérales. Le modèle n'est pas suffisamment large (60km\*70km) comparé à la quantité de CO<sub>2</sub> injectée, contrairement aux études précédentes.

Enfin, Yamamoto et al. effectuent le même type d'étude de sensibilité que Birkolzer et al., Zhou et al. [34] [35] [33] sur la compressibilité des pores et la perméabilité des couvertures. Les conclusions sont en accord avec celles des autres publications, soulignant notamment la

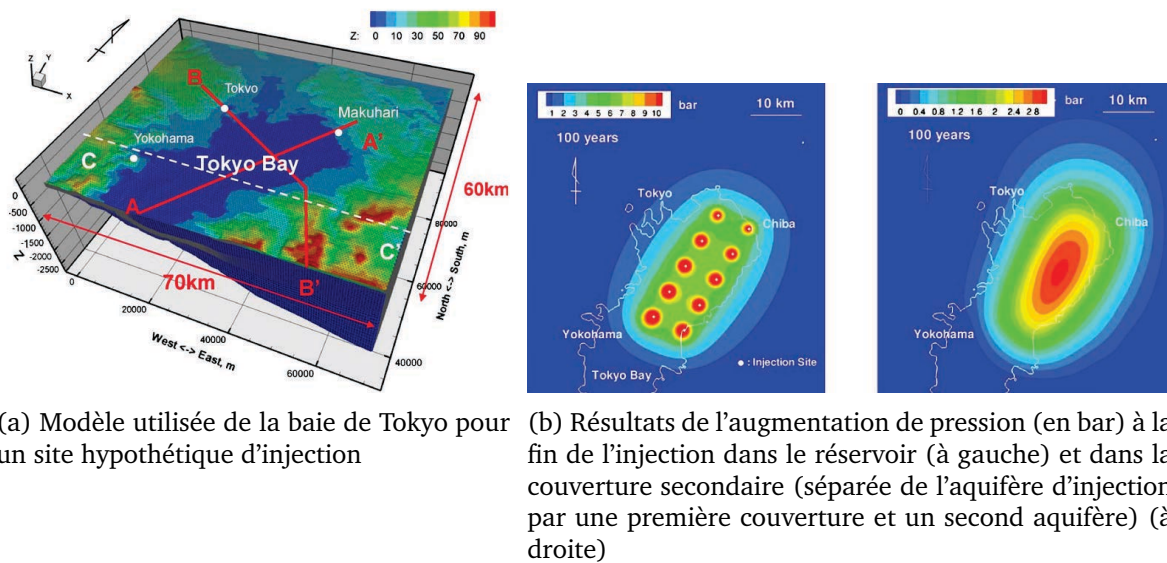


FIGURE 1.7 – Modèle et résultats de l'étude d'injection multiples de Yamamoto et al. (2009) [38]

forte influence de la compressibilité sur la perturbation en pression.

Zhao et al. (2012, [39]) étudient également l'évolution du panache de  $\text{CO}_2$  et celle de l'augmentation de pression dans le bassin sédimentaire de Sanglio en Chine. L'injection est modélisée par 5 puits espacés de 5 à 10-15km, injectant chacun 3Mt/an pendant 50 ans (un puits central, 4 puits périphériques). Le modèle a une extension maximale de 95km dans chacune des directions et l'écoulement est simulé avec TOUGH2-MP.

Le modèle est basé sur les données de puits du bassin représentant la variabilité spatiale de la profondeur et de l'épaisseur des formations : l'aquifère d'injection, sa couverture et la formation sous-jacente. La valeur de la porosité est déterminée en fonction de la profondeur d'après des données. En revanche, la perméabilité est supposée homogène latéralement. Une valeur moyenne, d'après les mesures, est assignée à chaque couche malgré la présence de fortes hétérogénéités. La valeur de compressibilité des pores assignée à l'ensemble du domaine est par défaut  $4.5 \cdot 10^{-10} \text{ Pa}^{-1}$ .

Des interférences entre panaches de  $\text{CO}_2$  sont observées par rapport au puits central (150 ans post-injection) contrairement au cas précédents de Zhou et al. [34], Yamamoto et al. [38] bien que le volume injecté à chaque puits soit moindre. L'apparition de ces interférences est potentiellement liée au fait que la période étudiée est post-injection et que les puits sont plus proches que pour Zhou et al. [34]. L'épaisseur, le pendage de la formation et la perméabilité influencent également ce résultat. L'étude permet aussi de relever de possibles risques avec la migration post-injection du  $\text{CO}_2$  vers une zone de ressources en eau. Ces observations permettent d'établir des recommandations sur le placement des puits.

Les interférences en pression entre puits sont, comme attendu d'après les études précédentes, bien plus rapides que celles entre panache de  $\text{CO}_2$ . D'après les auteurs, la perméabilité de la formation de stockage serait le facteur-clé contrôlant la pression des formations. Toutefois, leur étude de sensibilité s'est limitée à la variation de la perméabilité dans différentes couches de la formation de stockage et dans celle de la formation sus-jacente. D'autres facteurs peuvent jouer un rôle clé sur la réponse en pression notamment la compressibilité des pores,

que ce soit celle de la formation de stockage ou celle de la couverture, ou la perméabilité de la couverture (mentionnées dans les études précédentes). Enfin, la variabilité spatiale de la perméabilité n'a pas été représentée alors qu'elle pourrait être considérée plus réaliste que l'attribution d'une valeur moyenne à l'échelle du bassin.

Birkholzer et Zhou [40],[41] ont également étudié le système de Southern San Joaquin Valley (Texas, USA). Contrairement au système latéralement extensif de l'aquifère Mt Simon, celui-ci est un système semi-compartmenté par des failles (la perméabilité réduite par rapport à celle de la formation d'injection) et l'aquifère a des frontières fermées au flux relativement proches. Cette compartimentation peut potentiellement induire une pressurisation plus importante, diminuant la capacité dynamique.

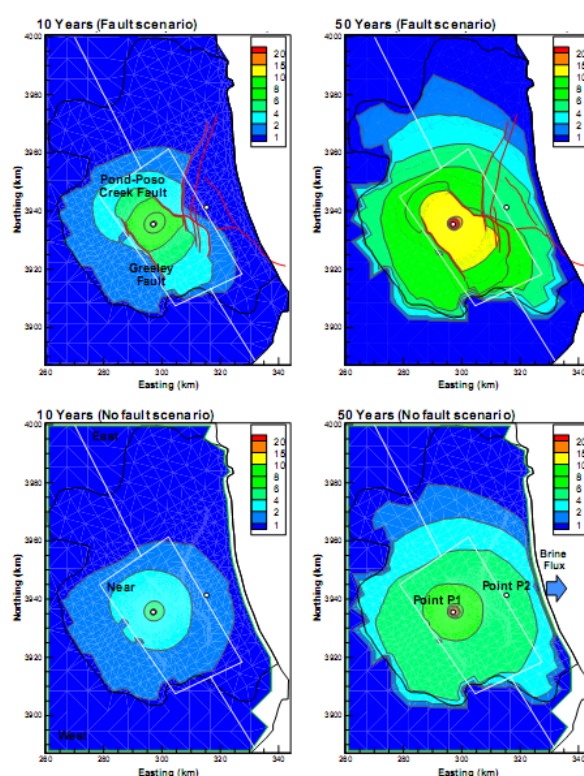


FIGURE 1.8 – Augmentation de pression (en bar) après 10 ans (gauche) et 50 ans (droite) d'injection dans le système de San Joaquin Valley, scénario avec failles semi-scillantes (en haut) et sans faille (en bas) [40]

Le modèle a une extension de 84 km en Est-Ouest, de 112 km en Nord-Sud, les limites Nord, Sud et Ouest étant fermées. La frontière Est du système est ouverte puisque la formation affleure ; l'eau peut facilement s'y déplacer, représentant également une ressource en eau. Sept failles sont représentées explicitement (figure 1.8) et le modèle consiste en une alternance de sable et d'argile (déterminées à partir de données de puits). Un seul puits au centre du modèle injecte 5MtCO<sub>2</sub>/an pendant 50 ans.

Dans ce système, la perturbation de pression est contrainte par les limites fermées au Sud et à l'Ouest avec une augmentation de pression relativement forte à ces frontières. Le champ de perturbation de pression est également délimité par les failles, l'intensité de la surpression y est plus importante (figure 1.8). Au contraire, la limite Est et la limite Nord non-confinée,



permettent à la saumure de se déplacer soit vers l'affleurement, soit vers les aquifères supérieurs, limitant l'augmentation de pression dans le bassin. L'eau déplacée vers cet affleurement est peu salée et les vitesses de déplacement étant relativement faibles, cela n'aurait pas d'impact environnemental. Alors que le système de San Joaquin Valley est partiellement fermé et compartimenté, l'augmentation de la pression est donc en partie atténuée par la migration de la saumure verticalement à travers la couverture (i.e. diffusivité plus importante à travers les formations sus- ou sous-jacentes) et latéralement par l'affleurement ce qui évite de réduire drastiquement la capacité dynamique de ce système [41].

La faisabilité du stockage dans un système semi-fermé ou ouvert va dépendre de la dimension du système, de l'extension de la perturbation de pression ainsi que des possibilités d'atténuation de la pression par différents mécanismes : compressibilité, migration de la saumure par les limites latérales et/ou verticales.

Une étude de sensibilité a également été effectuée sur la perméabilité en distinguant :

- la "near-field" région définie par l'extension du panache de CO<sub>2</sub> prévue et où les propriétés hydrodynamiques seront mieux contraintes.
- la "far-field" région définie par l'extension de la perturbation de pression prévue et où les incertitudes sur les propriétés hydrodynamiques seront plus importantes.

Les résultats de cette étude indiquent d'une part que la caractérisation de la perméabilité dans les régions plus éloignées ne serait pas négligeable pour l'évaluation de la pression dans la zone d'injection et d'autre part que les propriétés des zones plus éloignées peuvent avoir une influence prépondérante sur les perturbations de pression loin du puits.

L'influence de l'injection massive de CO<sub>2</sub>, provoquant des déplacements et des perturbations de pression à l'échelle du bassin, peut devenir particulièrement importante dans le cas de sites d'injections multiples dans un même bassin comme l'ont prouvé les auteurs précédents. En revanche, les différentes études ont généralement montré de faibles influences sur les aquifères superficiels sauf pour des conditions géologiques spécifiques où la couverture serait, relativement, faiblement imperméable [42], [33], [35], [38], [34].

Leurs études montrent l'importance de la taille du modèle (conditions aux limites), de la prise en compte des multiples sites d'injection à l'échelle du bassin, des paramètres qui doivent être spécifiques aux sites étudiés et des incertitudes. En particulier, les perméabilités et la compressibilité jouent un rôle considérable sur les résultats.

D'autre part, on peut s'interroger sur l'influence d'autres paramètres incertains qui n'ont pas été étudiés tels que les hétérogénéités latérales. D'autres études de sensibilité complémentaires sont à effectuer pour pouvoir ou non les négliger à grande échelle lors de la caractérisation des perturbations du milieu par l'injection massive de CO<sub>2</sub>.

### 1.3 Interférences et contaminations liées à la perturbation de pression

#### Zone de surveillance

Étant donné l'importante extension de la perturbation de pression et celle du panache lors de l'injection massive de CO<sub>2</sub>, une zone de surveillance ("area of review", AoR), pouvant s'étendre loin du ou des points d'injection, doit être définie pour contrôler l'intégrité du stockage. La zone de surveillance (AoR) est définie par l'U.S. E.P.A (Environmental Protection Agency, USA, [43]) comme la région entourant le projet de séquestration où la ressource en eau (Underground

Source of Drinking Water, USDW) peut être menacée par l'injection : soit par les fuites de fluides injectés, soit par celles des fluides de la formation d'injection remontant à travers des conduits présents dans l'AoR.

L'AoR correspond donc à la région où le panache de CO<sub>2</sub> migre et à la région délimitée par le front de pression où la pression du fluide est suffisante pour induire la migration des fluides de la formation vers l'USDW (pression critique). Les conduits potentiels pour la migration de fluides depuis l'AoR, tels que les puits abandonnés, doivent alors être identifiés et des actions correctives doivent être mises en place si nécessaire.

Hors du cadre du stockage de CO<sub>2</sub>, l'AoR est le plus souvent définie par un rayon fixé autour du puits d'injection ou par un calcul radial relativement simple (e.g. calcul du périmètre de protection dans le cadre d'exploitation géothermique). Pour assurer la faisabilité des projets de stockage de CO<sub>2</sub>, l'US EPA requiert que les processus complexes liés à l'injection de CO<sub>2</sub> soient pris en compte par la simulation numérique multiphasique représentant les différentes propriétés des fluides et les hétérogénéités inhérentes aux formations souterraines. En effet, la définition de l'AoR doit tenir compte de la configuration de l'injection et des spécificités géologique du site, puisque les études précédentes ont montré qu'elles influenceraient significativement les perturbations de pression et la migration du panache. Par exemple, dans le cadre du permis d'injection pour le projet DECATUR (cf. paragraphe 1.2.1), l'AoR a été mise à jour et considérablement réduite à partir de nouvelles données des propriétés du champ de perméabilité (utilisation d'un modèle avec une distribution géostatistique plutôt que le modèle initial considérant soit une formation homogène, soit par couches) et à partir d'une calibration à l'aide de nouvelles données d'opérations d'injection en cours [44].

La pression critique qui délimitera l'AoR simulée par le modèle numérique peut être déterminée de façon analytique d'après la méthode proposée par Nicot et al. (2009, [45]). En supposant l'équilibre hydrostatique entre la formation d'injection et l'USDW le plus proche de celle-ci, tant que la perturbation de pression reste inférieure à une pression seuil, un nouvel équilibre est établi dans le conduit entre zone d'injection et l'USDW. Le fluide de la formation n'entre pas dans l'USDW et l'éventuelle fuite de fluide, provenant uniquement du conduit, resterait acceptable.

La perturbation de pression nécessaire à l'écoulement de fluide de la formation vers l'USDW est définie par (équation 1.11) :

$$\frac{\Delta P}{g} = \left( \int_{z_I}^{z_V} \rho(z) dz \right)_{\Delta P} - \left( \int_{z_I}^{z_V} \rho(z) dz \right)_{ini} \quad (1.11)$$

$z_I$  : profondeur de l'USDW  
 $z_V$  : profondeur de la formation d'injection  
 $ini$  : conditions initiales  
 $\Delta P$  : conditions après augmentation de pression

La masse volumique de la saumure dépend de la salinité, de la température et de la pression. Elle est plus sensible à la variation de salinité et de température comparée à celle de la pression pour des intervalles pertinents pour le stockage géologique du CO<sub>2</sub>. Ces paramètres varient avec la profondeur, la masse volumique est considérée variable avec celle-ci. Cette variation est supposée linéaire avec la profondeur :

$$\rho(z) = \rho_I + \epsilon * (z - z_I) \quad (1.12)$$

$\rho_I$  : masse volumique du fluide à la profondeur  $z_I$   
 $\epsilon$  : coefficient linéaire entre les conditions initiales à  $z_I$  et  $z$

Cette formulation peut également s'appliquer au cas où le fluide remontant le conduit s'équilibre aux conditions de celui-ci :

$$\rho(z) = \rho_{I,\lambda} + \lambda * (z - z_I)$$

$\rho_{I,\lambda}$  : masse volumique du fluide à la profondeur  $z_I$  après augmentation de pression

$\lambda$  : coefficient linéaire entre les conditions post-équilibre du fluide de la formation à  $z_I$  et  $z$  (1.13)

Ce qui donne :

$$\begin{aligned} \left( \int_{z_I}^{z_V} \rho(z) dz \right)_{ini} &= \left[ \frac{\epsilon}{2} z^2 + (\rho_I - \epsilon z_I) z \right]_{z_I}^{z_V} \\ \left( \int_{z_I}^{z_V} \rho(z) dz \right)_{\Delta P} &= \left[ \frac{\lambda}{2} z^2 + (\rho_{I,\lambda} - \lambda z_I) z \right]_{z_I}^{z_V} \end{aligned} \quad (1.14)$$

La perturbation de pression seuil ou critique peut être calculée soit en considérant une masse volumique constante du fluide remontant le long du conduit (équation 1.12), soit en recalculant la masse volumique du fluide après équilibre dans le conduit (équation 1.13).

Dans le cas où l'augmentation de pression est rapide (sous forme de "pulse"), la densité du fluide de la formation est considérée constante d'où  $\left( \int_{z_I}^{z_V} \rho(z) dz \right)_{\Delta P} = \rho_V (z_V - z_I)$ . La perturbation critique dépend principalement de la différence de densité entre les fluides et de profondeurs entre formations. Elle est calculée par :

$$\frac{\Delta P}{g} = \frac{\epsilon}{2} (z_V - z_I)^2 \quad (1.15)$$

Dans le cas où l'augmentation de pression est suffisamment lente pour permettre au fluide de s'équilibrer thermiquement dans le conduit, la perturbation de pression critique devient :

$$\frac{\Delta P}{g} = (z_V - z_I) \left( \frac{\lambda - \epsilon}{2} (z_V - z_I) + \rho_{I,\lambda} - \rho_I \right) \quad (1.16)$$

Dans ce cas, une augmentation de pression supplémentaire est nécessaire pour provoquer l'écoulement du fluide dans l'USDW à cause de l'augmentation de la masse volumique du fluide dans le conduit.

D'après Bandilla et al. (2012, [46]), la pression critique calculée par l'équation 1.16 dépendra essentiellement de la distance entre les deux formations et de la salinité pour des intervalles de valeurs pertinents dans le cadre du stockage de CO<sub>2</sub>.

D'après la comparaison de Birkholzer et al. (2011, [40]) entre cette évaluation analytique et modèles numériques, le calcul tenant compte de l'équilibre de masse volumique dans le conduit (équation 1.16) fournit une estimation précise du seuil de pression. Dans le cas d'une masse volumique uniforme (équation 1.15), le résultat est moins précis mais plus simple à calculer que le premier et plus conservatif. La pression critique ne dépendrait pas des propriétés hydrauliques de la formation ou du conduit, mais le taux d'écoulement du fluide de la formation dépendrait de ces propriétés et de l'amplitude de l'augmentation de pression.

A partir de ce calcul de pression, l'EPA recommande de définir l'AoR selon le scénario de risques maximum en termes d'extension du panache de CO<sub>2</sub> et de la perturbation de pression critique. La période d'extension maximale peut correspondre à celle de taux d'injection maximal ou à la fin d'une longue période d'injection. Toutefois, certaines études ont montré que l'extension latérale du panache peut continuer post-injection par effet gravitaire (e.g. Zhao

et al. [39]) ou que le front de pression critique peut éventuellement encore s'étendre post-injection (e.g. Schäfer et al. [47]). Cela nécessite donc l'utilisation de simulations numériques tenant compte des incertitudes du modèle.

### Interférences

Les interférences entre zones d'injection et entre projets vont également influencer la distribution de la perturbation de pression comme cela a été observé dans l'étude de Zhou et al. [34]. Ces interférences ajoutent donc de la complexité à la définition de l'AoR et sa délimitation doit être effectuée collectivement, à l'échelle régionale, pour tous les puits inclus dans le projet [43].

Les problèmes d'injectivité constituent la principale raison pour l'installation de puits multiples. Ils permettent de répondre aux objectifs de quantité de CO<sub>2</sub> injectée tout en réduisant le risque que la pression maximale soit atteinte. L'utilisation de plusieurs puits d'injection permet également au CO<sub>2</sub> de balayer une plus grande surface et donc améliore les possibilités de piégeage par dissolution [48].

Toutefois, les interférences de pression entre ces puits d'injection atténuent cette amélioration de l'injectivité et la capacité réelle puisque, comme souligné dans les études précédentes (paragraphe 1.2.2), les perturbations et interférences de pression peuvent potentiellement réduire également la capacité dynamique du bassin. Par exemple, pour une surpression régionale admissible de 1MPa, Schafer et al. (2011, [49]) montrent que les interférences de pression d'un projet sur un second peuvent conduire à l'annulation de la capacité dynamique du second. Négliger les interférences entre puits revient à surestimer considérablement l'injectivité et la capacité du réservoir.

A cause de ces interférences de pression, l'injectivité à partir de plusieurs puits n'augmente pas linéairement en fonction du nombre de puits. Ceci nécessite d'ajouter un nombre plus conséquent de puits que dans le cas d'une relation linéaire [50] pour atteindre les volumes de CO<sub>2</sub> souhaités.

Par exemple, Ghaderi et al. (2009, [51]), et Azizi et al. (2013, [52]) montrent que la capacité augmente significativement en passant de un à une dizaine de puits, même si le taux d'injection doit être diminué pour compenser les interférences. Par contre, si le nombre de puits augmente encore, l'amélioration de la capacité s'atténue jusqu'à ce qu'il n'y ait plus d'amélioration de la capacité. L'augmentation du nombre de puits au-delà d'une certaine limite a un effet minime sur la capacité car les interférences entre puits deviennent trop importantes, réduisant drastiquement l'injectivité. Ce nombre de puits limite dépend de la distance imposée entre puits et donc de la surface disponible de la formation ainsi que des propriétés réservoirs qui influencent les perturbations de pression.

Ainsi, Zakrisson et al. (2008, [53]) montrent que la diminution de l'espacement des puits ou l'augmentation de la perméabilité entraînent une augmentation des interférences. McCoy et al. (2009, [54] and [55]) concluent également que la caractérisation du sous-sol est essentielle pour le stockage puisque les interférences entre puits et donc le coût (fonction du nombre de puits et de leur espacement) est fortement sensible à la perméabilité effective (moyenne des perméabilités d'un système en couches pondérée par leurs épaisseurs) du réservoir. D'autre part, Eccles et al. (2012, [56]) étudient les effets des interférences sur l'espacement des puits. Ils comparent le cas où l'espacement entre puits s'appuie uniquement sur la zone d'influence du CO<sub>2</sub> en fonction de la capacité de la formation, c'est-à-dire une estimation volumétrique pour minimiser l'espace utilisé, et le cas où les interférences de pression sont le facteur limitant

pour l'espacement des puits. Les modèles s'appuyant sur une estimation volumétrique donnent majoritairement des distances entre puits bien inférieures à celles des modèles basés sur l'estimation en fonction des interférences. Ce résultat souligne l'importance de la prise en compte de la gestion de la pression et de la configuration de l'injection pour les estimations de capacités et de coûts des projets.

Des solutions analytiques pour estimer rapidement l'injectivité par des puits multiples et donc le nombre de puits requis au stockage de CO<sub>2</sub> ont été proposées (e.g. Zakrisson et al. [53], Oruganti [57], Pooladi-Darvish et al. [50]). Néanmoins, des écarts importants sont relevés lorsque les résultats analytiques sont comparés à des modèles numériques diphasiques [53, 50]. Puisque ces relations analytiques s'appuient sur des simplifications des milieux géologiques et restent plutôt imprécises, elles ne peuvent être utilisées qu'en première approche lors de procédures de sélection de site pour le stockage.

### Configuration du puits

Les choix de l'intervalle de complétion et du type de puits peuvent contribuer à réduire les problèmes d'injectivité et/ou améliorer le stockage. Par exemple, Yang et al. (2011, [58]), dans le cas de modèles hétérogènes (verticalement), montrent que pour des puits verticaux, la capacité et l'injectivité sont améliorées si l'intervalle de perforation comprend toute l'épaisseur de la formation. L'augmentation de pression est moindre que si l'injection se fait uniquement au fond du puits.

Par contre, en étudiant de multiples réalisations de champs de perméabilité (distribution log-normale), Jahangiri et al. (2011, [59]) montrent que les plus fortes moyennes de dissolution (post-injection) sont obtenues dans le cas où seules les parties les plus basses du réservoir sont perforées. Dans ce cas, le panache migre plus lentement vers le haut du réservoir, l'écart-type de la distribution spatiale du panache en Z sera plus grand.

D'où l'importance de la configuration du puits vertical en fonction des contraintes principales du projet. Si des problèmes d'injectivité apparaissent à cause de fortes hétérogénéités, le choix de l'intervalle de complétion sur toute la hauteur de la formation semble justifié. En revanche, si la perméabilité est suffisante pour assurer une injectivité satisfaisante, l'injection se fera préférentiellement dans le fond du réservoir pour optimiser le piégeage par dissolution du CO<sub>2</sub>.

L'orientation du puits peut aussi améliorer l'injectivité. D'après Yang et al. [58] et Ghaderi et al. (2009, [51]), les puits déviés ou horizontaux améliorent la quantité injectée par rapport au puits vertical. En revanche, Okwen et al. (2011, [60]) constatent, pour un modèle homogène, que ce n'est le cas que si le puits horizontal, non contraint par l'épaisseur de la formation, a une longueur supérieure (1km ou plus) à celle du puits vertical. De plus, à partir d'un rapport d'anisotropie de 100 entre perméabilité verticale et horizontale, l'avantage du puits horizontal par rapport à un puits vertical devient faible. Par ailleurs, l'amélioration de la dissolution et de l'efficacité du stockage par les puits horizontaux par rapport à un puits vertical ne serait pas significative.

La meilleure méthode d'optimisation en terme d'injectivité serait donc l'utilisation de puits horizontaux suffisamment longs pour permettre de diminuer significativement le pic de pression au niveau du puits. La localisation et l'efficacité du puits horizontal resteraient néanmoins dépendantes des contraintes de perméabilités. Les avantages des puits horizontaux par rapport aux puits verticaux, en milieu hétérogène, nécessiteraient d'être approfondis.

### Production de saumure

Pour limiter les surpressions et donc les risques de fracturations et limiter la zone de surveillance, la production d'eau de la formation d'injection pourrait être envisagée comme mesure d'atténuation (e.g. Birkholzer et al. 2012[61], Buscheck et al., 2012[62]). Ce procédé devrait être mis en place pour le projet Gorgon, décrit au paragraphe 1.2.1, afin d'améliorer l'injectivité et d'atteindre la quantité de CO<sub>2</sub> visée.

De plus, cette méthode permettrait de limiter l'AoR et les risques d'interférences entre projets puisque cela limiterait l'augmentation de pression dans le bassin. Les écoulements de fluides contraints par la production d'eau et le gradient de pression imposé par celle-ci seraient moins sensibles aux propriétés géologiques du milieu, diminuant les incertitudes liées à ces paramètres. Par conséquent, cela limiterait la caractérisation nécessaire aux projets et faciliterait les prédictions de la réponse du système (e.g. Buscheck et al., 2012[62], Li et al., 2011[63]). La saumure produite devra soit être ré-injectée, soit être traitée (dessalement) pour être utilisée. Elle peut aussi potentiellement être directement utilisée dans des systèmes de refroidissement ne nécessitant pas de traitement, ou pour le maintien de pression dans les exploitations d'hydrocarbures, ou utilisée pour les exploitations géothermiques (Court et al. [64]).

## 1.4 Paramètres géologiques influençant la réponse du système

Dans les études d'interférences précédentes, l'atténuation des perturbations de pression en fonction des propriétés de la couverture (vue au paragraphe 1.2.2) n'a pas été prise en compte, ni la possible variation spatiale des paramètres géologiques alors que leur influence pourrait modifier ces interférences. Les paramètres géologiques doivent être caractérisés afin d'estimer les capacités de stockage et de modéliser la migration du panache [42] ainsi que pour prévoir la réponse en pression au stockage de CO<sub>2</sub>. Du moins, leur influence doit être appréhendée pour évaluer quels seraient les paramètres critiques sur les prévisions d'interférences et d'AoR des modèles numériques.

L'influence des différents paramètres géologiques est comparée mais leur influence respective peut dépendre du choix fait sur d'autres paramètres. En effet, des corrélations existent entre certains paramètres et des interactions peuvent se produire entre leurs effets. Par exemple, les pressions capillaires d'entrée sont directement liés aux valeurs des perméabilités. Dans le cas de grès, il est souvent possible d'appliquer des lois empiriques reliant perméabilité et porosité.

### 1.4.1 Influence sur la réponse en pression

D'après l'équation de diffusivité (cf. paragraphe 1.1), l'augmentation de la perméabilité ou la diminution de la compressibilité des pores ont le même effet sur la vitesse d'extension de la perturbation de pression (i.e. augmentation de la vitesse de propagation). En revanche, l'augmentation de la perméabilité et de la compressibilité des pores diminue le pic de pression aux puits. Ces deux paramètres ont donc des effets différents sur la distribution de la perturbation.

### Perméabilité du réservoir

Une plus forte perméabilité de la formation d'injection améliore effectivement l'injectivité comme pour Schäfer et al. [49], Flett et al. [65], Zhou et al. [66], Chadwick et al. [67], Yang et al. [58], Heath et al. [68] et par conséquent la quantité injectée par un puits. D'après Schäfer et al. [49], Yang et al. [58], la perméabilité moyenne aurait une influence plus importante sur

la perturbation de pression que l'anisotropie (0.1 et 1 ; 0,001 à 1, respectivement pour chaque étude). Selon Schäfer et al. [49], l'influence de la perméabilité (110, 220 et 550mD, d'autres valeurs plus faibles ont été utilisées mais l'injectivité était trop faible pour que cela puisse être réaliste) serait aussi plus significative que celle de la température (comprise entre 35 et 63°C, i.e. température du réservoir). En revanche, la comparaison des influences respectives de la perméabilité et de la compressibilité de pores de l'étude de Schäfer et al. [49] ne peut être réellement validée car la variation de la compressibilité est extrême (0 et  $4.5 \cdot 10^{-10} \text{ Pa}^{-1}$ ) et les conditions aux limites sont différentes (voir plus loin les explications sur les conditions aux limites).

Une autre étude de sensibilité compare perméabilité (multipliée par 0.3, 1 ou 3), courbes de perméabilité relatives (basées sur la théorie de Brooks-Corey), saturation en eau irréductible, solubilité (incertitudes sur les propriétés du fluide de la formation) et saturation résiduelle en gaz. Les variations de ces paramètres sont basées sur de larges intervalles d'incertitudes relevés dans la littérature, lors d'exploitation de réservoir pétrolier. L'étude est effectuée sur un modèle hétérogène (simulation séquentielle gaussienne de la porosité et de la perméabilité via une loi reliant porosité et perméabilité) par Flett et al. [48]. Bien que les paramètres soient différents de ceux de l'étude précédente, la perméabilité a, à nouveau, l'influence la plus significative sur l'augmentation de pression et sur la migration du CO<sub>2</sub> en fin d'injection.

Une forte perméabilité permettrait également d'augmenter la capacité totale lors de l'injection par plusieurs puits selon Ghaderi et al. [51]. Toutefois, Eccles et al. [56], Schäfer et al. [49] constatent que les réservoirs à forte perméabilité peuvent avoir une capacité inférieure à celle des réservoirs de faible perméabilité à cause des interférences de pressions qui se propagent plus rapidement.

Ces différences avec Ghaderi et al. [51], qui tient compte également des interférences, peuvent s'expliquer par les distances entre puits et les intervalles de valeurs étudiés. Elles sont plus faibles pour Ghaderi et al. (comprises entre 25mD et 100mD) que pour Schafer et al. ou Eccles et al. (comprises entre 6mD et 2D). Pour Ghaderi et al. étudiant l'injection massive de CO<sub>2</sub> avec une distance constante entre puits (8km), les puits sont suffisamment proches pour que, même pour de faibles perméabilités, de fortes perturbations arrivent aux puits voisins. En revanche, Eccles et al. étudient des distances variables entre puits qui permettent d'atténuer ces perturbations de pressions en cas de faible perméabilité. Ainsi Azizi et al. [52] montrent que pour des réservoirs de fortes perméabilités, à partir de 16 puits d'injection pour son modèle, l'augmentation de perméabilité de 100mD à 3D n'améliore plus significativement la capacité du réservoir du fait des interférences de pression entre puits. En revanche, pour une augmentation de perméabilité comprise entre 1mD et 100mD, le taux d'injection cumulé augmente significativement, même avec un nombre de puits important. L'influence de la perméabilité sur l'injectivité, sur les interférences et finalement sur la capacité de stockage sera donc dépendante du volume disponible de la formation (i.e. épaisseur et extension latérale). Eccles et al. [56] suggèrent que les réservoirs à relativement faible perméabilité mais à grande épaisseur seraient parmi les plus intéressants puisque la faible perméabilité permet de limiter les interférences et la grande épaisseur assure une capacité volumétrique au stockage, accommodant une quantité de fluide importante et limitant également les interférences. Toutefois, selon Chadwick et al. [67] (un seul puits), la perméabilité a une influence plus importante sur l'injectivité que l'épaisseur. Leurs effets doivent donc être considérés individuellement : une "transmissivité"<sup>6</sup> équivalente au produit de la perméabilité et de l'épaisseur ne peut servir de paramètre

---

6. la transmissivité, pour les études de ressources en eau, est définie par le produit de la conductivité hydraulique

pour évaluer le potentiel de stockage.

### Perméabilité du réservoir et Conditions aux limites

La perméabilité aurait aussi une influence plus importante que la porosité sur la pression proche puits d'après Chadwick et al. [67] (conditions aux limites latérales ouvertes, la porosité variant entre 15 et 30% avec  $K$  fixée à 1D ou la perméabilité variant entre 50mD et 10D avec  $\phi$  fixée à 30%) et Buscheck et al. [62] (conditions aux limites latérales fermées, la porosité variant entre 6 et 24% avec  $K$  fixée à 100mD ou la perméabilité variant entre 10mD et 1D avec  $\phi$  fixée à 12%).

Les conditions aux limites influencent ce type de comparaison puisque pour des conditions aux limites fermées (latérales et verticales), Mathias et al. [69] montrent que tant que la perturbation de pression n'a pas atteint les limites du domaine, la perméabilité a un rôle majeur sur l'injectivité. Par contre, lorsque cette perturbation s'est propagée jusqu'aux limites du domaine, l'injectivité devient plus sensible au volume poral accessible (porosité, compressibilité, etc) de l'aquifère. L'injectivité tendrait, néanmoins, à être moins sensible à la perméabilité pour de fortes valeurs, même dans le cas ouvert, puisque la perméabilité ne s'opposant pas à l'écoulement, les variations de pression seront fortement dépendantes de la capacité et de la réactivité du système à emmagasiner la masse injectée.

Cependant, comme pour les études précédentes, l'influence majeure sur l'injectivité de la perméabilité par rapport à la porosité a été relevée à la fois pour un système ouvert et pour un système latéralement fermé ; cela donne plus de poids à cette observation, même si une partie de la masse injectée peut encore être compensée par la diffusion dans la couverture.

En réalité, le scénario de système fermé est peu probable, un système semi-fermé ou ouvert serait plus représentatif des aquifères [41, 49, 70] avec l'atténuation de l'augmentation de pression grâce à la large extension des aquifères ou la diffusion de la saumure à travers les zones de faibles perméabilité (formation argileuse comme la couverture ou les failles). Les zones argileuses qui agissent comme des barrières à l'écoulement multiphasique (notamment à cause des pressions capillaires, retenant le flux de  $\text{CO}_2$ ) à l'échelle de la zone d'injection, permettent le déplacement de saumure (monophasique), bien qu'à des vitesses d'écoulement faibles, et induisent une atténuation de l'amplitude de la perturbation de pression dans la formation d'injection.

En revanche, la compartimentation des réservoirs du bassin permettrait de restreindre, à la zone du projet, l'augmentation de pression liée au stockage de  $\text{CO}_2$  en limitant la perturbation dans les autres zones du bassin (Jordan [71], Chadwick et al. [67]). Toutefois, cela peut aussi induire une perte de la capacité de stockage. Chadwick et al. [67] comparent les effets de barrières de perméabilité de  $1.10^{-18}$  et  $1.10^{-17}\text{m}^2$  à différentes distances de la zone d'injection. Pour des distances suffisamment importantes et/ou une perméabilité des barrières suffisamment élevée, la perte d'injectivité est faible, de l'ordre de dixièmes de MPa. Mais pour des distances faibles (ici, 1km), l'augmentation de pression au puits est drastique (plusieurs MPa), compromettant la faisabilité du stockage (e.g. cas du stockage de Snohvit cf. paragraphe 1.2.1).

### Perméabilité de la couverture

La prise en compte d'une couverture peu perméable permet de diminuer la perte d'injectivité

---

(équivalent à  $K^*\rho^*g/\mu$ ) par l'épaisseur



due aux barrières latérales, dissipant une partie de la surpression (Chadwick et al. [67], Zhou et al. [66]). Toutefois, l'efficacité de la dissipation dépend de la perméabilité de la couverture. Elle peut aussi dépendre des propriétés du réservoir. Pour les trois études de Zhou et al. [66], Birkholzer et al. [33], Buscheck et al. [62], les auteurs trouvent que des valeurs de perméabilité de la couverture inférieures à  $10^{-19}\text{m}^2$  donnent des comportements en pression proche de ceux du système complètement fermé. Le seuil pour obtenir une diminution significative pour leurs modèles est de  $10^{-18}\text{m}^2$ . Les conditions aux limites ne sont pas les mêmes (ouvertes ou fermées) dans ces études mais cela ne modifie pas pour autant la sensibilité aux valeurs de perméabilité de la couverture. Cependant, ces trois études se basant sur des propriétés de réservoir similaires (perméabilité de 100mD, compressibilité des pores de  $4.5 \cdot 10^{-10}\text{Pa}^{-1}$ ), la valeur seuil de  $10^{-18}\text{m}^2$  pour obtenir une atténuation appréciable de l'augmentation de pression n'est pas nécessairement généralisable et semble plutôt spécifique aux cas étudiés. Ainsi, dans le cas du modèle ouvert de Dong et al. [72], les variations de pression entre modèles de perméabilité de couverture (de  $10^{-22}\text{m}^2$  à  $10^{-17}\text{m}^2$ ) sont quantitativement négligeables (au maximum 0.1MPa). Ce résultat est lié au modèle (faible taux d'injection, forte compressibilité des pores du réservoir  $10^{-9}\text{Pa}^{-1}$  et limites latérales ouvertes) qui induit dans tous les cas une faible variation de pression de l'ordre de dixièmes de MPa. En revanche, une comparaison relative par rapport à une couverture de perméabilité de  $10^{-22}\text{m}^2$  montre qu'une augmentation à  $10^{-19}\text{m}^2$  réduit le pic de pression de 25% et une augmentation à  $10^{-17}\text{m}^2$  réduit de 75% l'augmentation de pression.

Puisque la perméabilité de la couverture permet, lorsqu'elle est suffisamment élevée, d'atténuer l'augmentation de pression au puits, elle permet d'augmenter la capacité de stockage dynamique qui est contrainte par la pression maximum admissible dans la formation d'injection [41]. Cavanagh and Wildgust [70], Birkholzer et al. [33] montrent également qu'une perméabilité de couverture suffisante (i.e. supérieure ou égale à  $10^{-18}\text{m}^2$  pour le modèle analytique utilisé de [70]) contribue à réduire la zone de perturbation de pression, avec des conséquences sur l'AoR et les interférences possibles avec d'autres projets.

### Compressibilité des pores

La compressibilité des pores est définie comme la variation de volume des pores relative à la variation de pression des fluides [73]. Par conséquent, pour une même augmentation de pression, un aquifère avec une plus forte compressibilité des pores permet d'emmagasiner un plus grand volume de fluide. L'augmentation de volume poral compense l'arrivée de fluide et diminue l'amplitude de l'augmentation de pression. En effet, puisque la compressibilité permet d'augmenter le volume disponible avec la pression d'injection, l'emmagasinement d'un même volume de fluide (injecté ou en place) s'effectue aussi dans une zone plus restreinte, le fluide en place devra être déplacé moins loin de la zone d'injection et donc finalement la propagation de pression couvrira une plus faible distance. Les calculs de capacité de stockage nécessitent donc de prendre en compte la compressibilité des pores plutôt qu'uniquement le volume représenté par la porosité [73].

Les études de Zhou et al. [34], Birkholzer et al. [33], Nicot et al. [32], Schäfer et al. [49] montrent effectivement qu'une plus forte compressibilité de la formation tend à diminuer le pic de pression au niveau du puits et la propagation de pression. L'augmentation de la capacité dynamique et de l'injectivité grâce à une plus forte compressibilité serait d'autant plus importante que le nombre de puits augmente d'après Ghaderi et al. [51] (valeurs de compressibilité de pore de  $9 \cdot 10^{-11}\text{Pa}^{-1}$  à  $2.25 \cdot 10^{-9}\text{Pa}^{-1}$ ). D'après Schäfer et al. [49], la compressibilité des pores

influencerait majoritairement le développement de la pression à l'échelle régionale puisque les différences entre leurs deux modèles ( $0$  et  $4.5 \cdot 10^{-10} \text{Pa}^{-1}$ ) sont plus marquées pour des distances supérieures à  $10 \text{km}$ .

Dans le cas d'un système fermé, le volume pour l'accommodation de la masse injectée est essentiellement fourni par la compressibilité des pores et des fluides [66]. Dans les modèles de bassin de Zhou and Birkholzer [41] (i.e. conditions aux limites plus réalistes, large extension des domaines, représentation des affleurements, des zones faillées, des confinements latéraux régionaux), pour le cas du modèle partiellement compartimenté, le déplacement de la saumure aux bordures du modèle et dans les formations sus-jacentes contribuerait de façon plus significative à l'accommodation du volume injecté que le volume rendu disponible par la compressibilité du système. Dans le cas du modèle à large extension, le volume injecté est principalement accommodé par la compressibilité des pores et des fluides de la formation plutôt que par le déplacement de la saumure à travers la couverture.

La compressibilité de la couverture a été relativement peu étudiée dans les analyses de sensibilité. Par exemple, Birkholzer et al. [33], Zhou et al. [34] considèrent différents cas de compressibilité de la couverture mais associés à différentes valeurs de compressibilités de la formation d'injection, ne permettant pas de dissocier leur influence respective.

La compressibilité des pores et la perméabilité moyenne semblent, d'après les études relevées, avoir une influence majeure sur la réponse en pression mais elle dépend des modèles, du choix des paramètres étudiés et de leurs intervalles de valeurs. De plus, pour les études relevées, les comparaisons des effets de la compressibilité des pores et de la perméabilité sur l'injectivité peuvent s'avérer contradictoires en fonction des modèles et des intervalles étudiés (effet de la perméabilité plus important pour Ghaderi et al. [51], l'inverse pour Schäfer et al. [49]).

### Anisotropie et variabilité spatiale de la perméabilité

Globalement, la diminution du rapport d'anisotropie ( $K_v/K_h$ ) augmente la pression au puits donc diminue l'injectivité (Okwen et al. [60], Yang et al. [58], Schäfer et al. [47]). Cela conduirait également à une augmentation de la vitesse de propagation de la pression puisque cela équivaldrait à favoriser les mouvements latéraux. Mais son influence resterait mineure comparée à celle de la perméabilité de la formation d'après Schäfer et al. [47].

Néanmoins, Yang et al. [58] montrent que la diminution du rapport  $K_v/K_h$  augmenterait la capacité du réservoir, la quantité injectée étant limitée par la pression. En effet, même si l'injectivité, moyennée sur toute la période d'injection, est un peu plus importante avec l'augmentation de  $K_v/K_h$ , le taux d'injection diminue plus rapidement car le  $\text{CO}_2$  aura tendance à migrer à l'aplomb du réservoir plutôt que latéralement ce qui limiterait la dissipation de pression au puits au cours de l'injection pour leur modèle. Ils observent également que l'anisotropie affecterait plus l'injectivité et la capacité que la variation verticale de perméabilité qui aurait une influence similaire mais avec une amplitude moindre. Toutefois, ce résultat peut être nuancé puisque les intervalles de variations de ces paramètres ne sont pas forcément équivalents. Les variations de perméabilités verticales sont sous-estimées par rapport à ce qui peut être généralement rencontré, alors que l'anisotropie couvre un large intervalle de valeurs.

Même si la variation spatiale de la perméabilité est un paramètre clef pour l'évaluation de la perturbation de pression, comme l'ont montré Nicot [29] (barrières locales, paragraphe 1.2.2), l'étude de l'USEPA [44] (modifications de l'AOR avec les hétérogénéités, paragraphe 1.3) ou Choi et al. [74] (voir ci-dessous), les études sur les incertitudes des perturbations de

pression liées à la variabilité spatiale de la perméabilité restent en nombre limité. En effet, dans l'étude d'history-matching (appliqué au site d'EOR de Cranfield cf. paragraphe 1.2.1) de Choi et al. [74], les différences obtenues entre données de pression et résultats de simulations proviendraient majoritairement des incertitudes sur la distribution de la perméabilité. D'autre part, sur un modèle 3D hétérogène, Cavanagh and Ringrose [14] montrent que le déplacement de la saumure est fortement influencé par les hétérogénéités. En revanche, si la perturbation de pression se propage préférentiellement dans les zones de fortes perméabilités, la distribution de la perturbation est plus diffuse. La propagation de la perturbation de pression est donc influencée par les hétérogénéités mais semble moins corrélée à celles-ci que le déplacement de la saumure.

Heath et al. [68] détaillent les effets de la variabilité spatiale de la perméabilité et de la porosité sur la réponse en pression proche puits sur des modèles 2D radiaux de petite taille, 1600m (simulation d'écoulement sur 100 réalisations stochastiques, SGS pour la porosité, corrélation entre porosité et perméabilité). La pression moyenne dans le réservoir des modèles hétérogènes est généralement supérieure à la pression obtenue avec les modèles homogènes (pour des perméabilités équivalentes ou supérieures à la moyenne géométrique de la distribution de perméabilité) et les solutions analytiques proposées à partir d'un calcul de perméabilité équivalente (moyenne arithmétique des moyennes harmoniques de chaque couche du modèle) sous-estiment les injectivités : la moyenne des solutions analytiques serait à peu près similaire au minimum des modèles hétérogènes. De la même façon, la pression d'injection des modèles 2D radiaux hétérogènes de Lengler et al. [75] est plus élevée que pour le modèle homogène. Cette étude considère l'influence de la résolution fine des hétérogénéités, au sein d'un même faciès, la taille du modèle est limitée latéralement à 60m et 6m verticalement. L'injectivité tend à diminuer avec l'augmentation des hétérogénéités (en particulier, l'augmentation de l'écart-type). Par contre, la longueur de corrélation a peu d'influence sur la pression moyenne mais affecte la dispersion des résultats : diminution de la dispersion avec une diminution de la longueur de corrélation puisque le modèle de faible longueur (2m) est statistiquement homogène sur une plus grande longueur (plusieurs dizaines de m) contrairement au modèle avec une longueur de corrélation égale à 20m.

L'utilisation de modèles 2D radiaux pour représenter les hétérogénéités des deux études précédentes est toutefois critiquable : cela suppose une symétrie concentrique des perméabilités et que le puits soit foré au centre de ces cercles de perméabilité ce qui est peu probable. Néanmoins, les différences entre modèles hétérogènes et homogènes illustrent que la réponse en pression, au moins proche du puits, est contrainte par ces hétérogénéités et que les incertitudes sur la variabilité spatiale de ces propriétés ont des conséquences sur les estimations d'injectivité et donc, plus tard, sur les coûts.

Les modèles hétérogènes de Deng et al. [76] indiquent également que l'injectivité est fortement contrôlée par les hétérogénéités des champs de perméabilité et de porosité (42 modèles 3D hétérogènes basés sur des données de puits, génération de la variabilité de faciès par simulation séquentielle d'indicatrice (SIS), corrélation entre perméabilité et porosité). En effet, en fonction du modèle et de la localisation des puits, une différence de taux d'injection (pression fixée au puits) de plus de deux ordres de grandeurs peut être observée. Néanmoins, la taille des modèles est relativement faible (16\*16km) pour considérer les effets des hétérogénéités sur la propagation de pression à l'échelle régionale.

Li et al. [63] proposent de comparer la pression moyenne du réservoir entre un modèle représentant la variabilité spatiale des perméabilités et un modèle homogène (modèles 3D, un seul modèle hétérogène de référence, la perméabilité équivalente du modèle homogène est

égale à la moyenne géométrique de la distribution log-normale de la perméabilité). Les conclusions indiquent que les différences de pression moyenne entre les deux modèles ne seraient pas significatives et qu'elles pourraient être estimées par le modèle homogène. Toutefois, dans le cas d'un modèle ouvert, les différences peuvent atteindre environ 10MPa pour la pression moyenne, ce qui n'est pas négligeable. De plus, cette pression moyenne n'est pas représentative des incertitudes sur l'injectivité ou sur la propagation de pression relatives à la variabilité spatiale des propriétés du milieu géologique.

### Perméabilités relatives

Les perméabilités relatives auraient aussi une influence non négligeable sur l'augmentation de pression lors de l'injection d'après l'étude de sensibilité de Flett et al. [48], en particulier le type de courbe (plutôt que les points extrêmes de celles-ci).

En allant plus loin dans l'étude de sensibilité, Mathias et al. [69] montrent que la pression au puits n'est pas spécifiquement dépendante d'un seul paramètre mais plutôt de la combinaison de tous les paramètres définissant les perméabilités relatives. Si la pression aux puits tend à augmenter avec la non-linéarité des courbes, avec l'augmentation de  $S_{wr}$  (saturation en eau résiduelle) et avec la diminution de  $kr_{g0}$  (perméabilité relative du gaz pour la saturation en gaz maximum), ces relations ne sont pas linéaires, et il y a une forte dispersion dans les résultats. Par exemple, en faisant varier tous les paramètres des courbes, la pression maximale n'est pas trouvée pour la plus faible valeur de  $kr_{g0}$ . L'influence des perméabilités relatives sur l'injectivité dépendrait aussi des conditions d'injections et des conditions aux limites. En effet, l'influence des perméabilités relatives est fonction de la perméabilité intrinsèque.

Dans le cas où la perturbation de pression n'est pas influencée par les conditions aux limites (i.e. système ouvert ou système fermé avec une relativement faible perméabilité, soit très inférieure à 100mD), l'incertitude sur l'injectivité due aux perméabilités relatives représenterait environ 50% de la variation du taux d'injection ( $2\sigma$ /moyenne, en fonction des 25 courbes de perméabilités relatives). En revanche si la perturbation de pression est influencée par les conditions aux limites, la compressibilité des pores joue un rôle plus important sur l'injectivité. Celle-ci devient moins sensible à la perméabilité et l'incertitude liée à la perméabilité diminue significativement (entre 7 et 13%).

Par exemple, pour l'étude de Buscheck et al. [62], la perturbation de pression est influencée par les conditions limites (i.e. diminution d'environ 30 à 40% du pic de pression au puits lorsque la surface du domaine est multipliée par 10), et si la diminution de la saturation en gaz résiduelle permet une plus grande mobilité du  $\text{CO}_2$  supercritique, en revanche son influence sur l'injectivité est faible voire négligeable, ce qui corrobore les conclusions proposées par Mathias et al. [69].

## 1.4.2 Influences sur la migration et la dissolution du $\text{CO}_2$

### Perméabilité intrinsèque, son anisotropie et sa variabilité spatiale

La compressibilité des pores et la perméabilité de la couverture n'affecteraient pas le panache de  $\text{CO}_2$  [34]. En revanche, la perméabilité de la formation d'injection influence significativement la migration et la dissolution du  $\text{CO}_2$ . Pour expliquer l'influence de la perméabilité, de l'anisotropie et de la variabilité spatiale, il faut prendre en compte les effets des forces de viscosité, de gravité et capillaires. On peut caractériser deux périodes :

- la période d'injection où on distinguera principalement la compétition entre forces de gravité et de viscosité.
- la période post-injection (après la fin d'injection) lorsque le panache de CO<sub>2</sub> s'est stabilisé et où ce sont principalement les forces de gravité qui s'appliquent.

Dans le cas d'un modèle homogène de forte perméabilité, le CO<sub>2</sub> migrera préférentiellement à la verticale du point d'injection jusqu'à atteindre le toit de la formation d'où il migrera latéralement [77]. Au cours de l'injection, les paramètres qui s'opposent aux forces de gravité et favorisent les forces de viscosité, comme une faible perméabilité (dans le cas d'un réservoir homogène), une faible valeur du rapport d'anisotropie (Jahangiri and Zhang [59], Okwen et al. [60]), les hétérogénéités (barrières de perméabilité verticales) permettent de réduire la migration latérale au toit, favorisant une migration latérale sur toute la hauteur grâce au gradient de pression induit par l'injection et l'augmentation du balayage du réservoir. Puisque le volume balayé par le CO<sub>2</sub> est plus important, la surface de contact avec l'eau de la formation augmente, améliorant la dissolution. L'augmentation de pression liée à la plus faible perméabilité, ou à l'anisotropie et aux hétérogénéités, peut être une raison secondaire à cette amélioration de la dissolution [60].

En revanche, lorsque le panache de CO<sub>2</sub> s'est stabilisé, les principaux mouvements sont verticaux à cause des forces gravitaires et des cellules de convection peuvent se mettre en place, améliorant la dissolution. Ainsi, cette période dépend principalement de la perméabilité verticale et une forte perméabilité (Sifuentes et al. [77], modèle homogène), un forte valeur du rapport d'anisotropie (Jahangiri and Zhang [59]) et l'absence d'hétérogénéités induisent de plus fort taux de dissolution. L'efficacité des cellules des convection est aussi améliorée lorsque la migration latérale précédente a été favorisée.

Ces différents effets sont observés dans l'étude de Doughty [78]. En présence de bancs d'argiles et donc d'hétérogénéités verticales, en fin d'injection, la dissolution est plus élevée et inversement, après 100 ans, car les cellules de convections sont plus efficaces dans le cas homogène. D'autre part, l'augmentation de la perméabilité du modèle hétérogène, en particulier dans les chemins préférentiels, permet d'augmenter la vitesse de migration du CO<sub>2</sub> et donc finalement le taux de dissolution post-injection. Cependant, dans ces modèles, l'augmentation de perméabilité est associée à une augmentation de l'anisotropie, à une modification de la pression capillaire via la formulation de Leverett [? ], et à une diminution de la saturation en gaz résiduelle. De ce fait, d'importantes différences de distance de migration sont relevées puisque la mobilité du CO<sub>2</sub> est modifiée par plusieurs paramètres lorsque la perméabilité est augmentée.

La distinction de ces périodes est nécessaire pour l'étude de l'influence sur la migration et la dissolution du CO<sub>2</sub> sinon cela peut amener à des interprétations erronées. Ainsi, Ghanbari et al. (2006,[79]), 470 ans après l'injection, trouvent des taux de dissolution plus élevés si les valeurs du rapport d'anisotropie sont plus fortes dans le cas d'un modèle homogène. Ce qui s'explique, ici également, par la mise en place de cellules de convections plus rapide que dans le cas de faibles valeurs d'anisotropie. Toutefois, ils constatent des résultats contradictoires avec ceux de Pruess et al.(2003,[80]), qui utilisent un autre logiciel (CMG-GEM vs. TOUGH2) et supposent que l'utilisation de logiciels différents serait à l'origine de cette contradiction. Mais cette comparaison n'est pas valable puisque les résultats de Pruess et al. [80] sont présentés pour la fin d'injection et non post-injection, en réalité les deux résultats sont cohérents (cf. annexe A.3, page 242).

Il est aussi important de souligner que les effets de ces paramètres, valeurs de perméabilités, hétérogénéités et anisotropie, entrent en compétition au cours et après l'injection. Ainsi, les différentes études réalisées ne sont pas toujours comparables ou les conclusions ne sont pas toujours généralisables en fonction du choix de modélisation. Par exemple, en modélisant la variabilité spatiale de la perméabilité, Jahangiri and Zhang [59] (simulations de Monte-Carlo, 100 réalisations, variance du log de la perméabilité de 0.5) montrent qu'au cours de l'injection, l'augmentation de la perméabilité moyenne améliore les taux de dissolution. En réalité, la migration du panache est déjà contrainte par la variabilité de la perméabilité faisant obstacle aux forces de gravité. Par conséquent, dans le cas de modèles hétérogènes, l'augmentation de la perméabilité permet d'augmenter la migration latérale et donc la dissolution.

De la même manière, pour des modèles hétérogènes, Ukaegbu et al. [81] observent l'augmentation du taux de dissolution avec un rapport d'anisotropie plus faible (diminution de  $K_v$ ) même post-injection. Si les différences de dissolution entre les cas  $K_v/K_h=0.01$  et 1 diminuent en raison des mouvements principalement verticaux après la fin de l'injection, le taux de dissolution du cas  $K_v/K_h=0.01$  reste plus élevé à cause des hétérogénéités. Les hétérogénéités limitent la mise en place de cellule de convection, en particulier dans le cas  $K_v/K_h=1$ , et la faible valeur d'anisotropie a potentiellement permis une migration latérale plus importante à travers les chemins préférentiels de perméabilité au cours de l'injection ce qui lui permet de conserver une dissolution plus efficace. Donc l'influence des hétérogénéités serait prépondérante sur celle de l'anisotropie.

Par exemple, Doughty [78] et Wei and Saaf [82] comparent l'effet de ces barrières verticales à celle de l'anisotropie : si les lentilles d'argiles sont modélisées, la présence ou non d'anisotropie a peu d'effet sur le  $CO_2$ . L'influence de ces barrières d'argiles est donc supérieure à celle de l'anisotropie lors de l'injection. Par conséquent, ces discontinuités doivent être représentées explicitement si elles existent plutôt qu'approchées par une valeur d'anisotropie.

La variabilité spatiale de la perméabilité a donc une influence significative sur la migration du panache et sur les taux de dissolution. Par exemple, pour le modèle hétérogène de Li et al. [63] (cité dans le paragraphe précédent sur la pression), la migration du panache peut être nettement plus importante que dans le cas du modèle homogène. Pour les modèles hétérogènes de Deng et al. [76], les formes irrégulières obtenues pour le panache de  $CO_2$  à la fois verticalement et horizontalement seraient dues aux hétérogénéités, aux interférences de pression entre puits et au pendage de la formation.

L'étude de Jahangiri and Zhang [59] sur l'influence de la variance de la distribution de perméabilité (variance = 0.5, 1 et 2 ;  $K_{moy}=100\text{md}$  donc  $C_v$  entre 0.5 et 7) montre que la variance a une faible influence sur la moyenne de la dissolution et la distribution spatiale moyenne du panache. En revanche, l'écart-type de l'indice de dissolution et la distribution spatiale du  $CO_2$  augmentent considérablement avec la variance de la perméabilité. De plus, la diminution de  $K_v/K_h$ , comme l'augmentation de la perméabilité, augmente la variance de la position latérale du panache de  $CO_2$  dissout. Les variations de la longueur de corrélation (rapport entre portées verticale et latérale de 0.03 et 0.06, portées verticales de 45m à 90m) n'affectent pas vraiment les moyennes de dissolution. Toutefois, une plus grande corrélation verticale implique un plus grand écart de l'indice de dissolution et de la distribution spatiale dans toutes les directions.

Lengler et al. ont étudié les effets des hétérogénéités à plus petite échelle (2010,[75], cf. paragraphe précédent sur la pression). L'effet des variations spatiales de perméabilité, pour des variations de paramètres dans les intervalles d'incertitudes du champ de Ketzin, est comparé au cas homogène en termes de temps d'arrivée au puits d'observations, de distributions spatiale

du CO<sub>2</sub> et de pressions d'injection. Comme pour les études précédentes, l'augmentation des hétérogénéités (augmentation de l'écart-type, de l'anisotropie de la portée et diminution de la portée) implique une dissolution plus importante, le contour du panache est plus irrégulier et un plus grand volume du réservoir est affecté par le panache (relation linéaire entre taux de dissolution et le rapport des volumes affectés entre modèle hétérogène et modèle homogène).

Néanmoins, le modèle homogène a permis d'obtenir le temps d'arrivée réel au puits d'observations en calant la perméabilité sur les pressions d'injection et les temps d'arrivée des modèles hétérogènes sont en majorité supérieurs à celui du modèle homogène. Les hétérogénéités à petite échelle ne seraient alors peut-être pas nécessaires et pourraient être approchées par un modèle homogène pour l'étude à court terme. Toutefois, la résolution fine des hétérogénéités reste importante pour le calcul de capacité puisque la simulation basée sur un milieu homogène n'est pas réaliste et sous-estime les taux de transferts, comme l'ont également montré Farajzadeh et al. [83], Sifuentes et al. [77] : un plus large volume de CO<sub>2</sub> peut être piégé dans un milieu hétérogène. La représentation des hétérogénéités à l'échelle régionale reste aussi importante pour modéliser la forme du panache et les réponses en pression.

D'autre part, l'influence des paramètres précédemment décrite peut aussi être contredite en fonction d'autres paramètres agissant sur le rapport entre force de gravité et force de viscosité (e.g. le taux d'injection) ainsi qu'en fonction des intervalles de valeurs étudiées. Ainsi, pour leur modèle de bassin, Zhao et al. [39] observent une plus forte dissolution post-injection (450 ans) lorsque la perméabilité est plus faible, alors que Sifuentes et al. [77] donnaient une conclusion inverse. Or, pour l'étude de Zhao et al. [39], le taux d'injection est bien plus important et seules les couches du réservoir au dessus de l'intervalle de perforations ont leur perméabilité modifiée avec des valeurs qui restent faibles (50mD vs. 10mD contre 1000mD vs. 25mD pour Sifuentes et al. [77]). Avec un taux d'injection important, la zone de faible perméabilité améliorerait la dissolution au cours de l'injection en agissant comme une barrière, tandis que la faible différence de perméabilité entre les deux modèles ne pas permettrait pas, au cas de plus forte perméabilité, de compenser le retard de dissolution pendant la période post-injection (similaire aux phénomènes observés dans le cas de l'anisotropie de Ukaegbu et al. [81] décrits précédemment).

### Perméabilités relatives

Les perméabilités relatives contrôlent en partie la mobilité des fluides dans la zone diphasique et donc influent sur la migration, la distribution du panache et la dissolution. Par exemple, Doughty [78] constatent qu'une diminution de la saturation en gaz résiduelle (S<sub>gr</sub>) de la courbe de drainage, ce qui équivaut à une augmentation de la mobilité, induit une augmentation de la migration et de la dissolution (post-injection, modélise le phénomène d'hystérésis). Les mêmes phénomènes sont décrits par Sifuentes et al. [77] avec une accélération de l'immobilisation, mais une réduction de la dissolution lorsque S<sub>gr</sub> augmente. Ce facteur a donc l'effet le plus important sur le piégeage résiduel (i.e. l'immobilisation du CO<sub>2</sub> par les forces capillaires) ce qui n'est pas surprenant puisqu'il détermine directement la quantité maximum de gaz résiduel.

De plus, Doughty and Pruess [84] comparent les prévisions de migration et de dissolution à partir de l'utilisation soit de courbes génériques de perméabilités relatives, soit de données expérimentales (saturations en gaz et en eau résiduelles) relatives au modèle 3D utilisé (projet d'injection de Frio). Les différences de comportements sont significatives, le CO<sub>2</sub> est moins mobile avec les données expérimentales, s'immobilisant rapidement durant la période post-

injection contrairement au cas avec les courbes génériques. Les incertitudes sur ce paramètre sont donc critiques pour la surveillance du stockage.

L'étude de sensibilité réalisée par Flett et al. (2005, [48]) compare les effets des courbes de perméabilités relatives, de leurs points-extrêmes, à ceux de la solubilité et de la perméabilité moyenne. Ils montrent que le type de courbes de perméabilités relatives est le deuxième paramètre le plus influent sur la migration du CO<sub>2</sub> en fin d'injection, i.e., moins que la perméabilité mais plus que les valeurs des extrémités des courbes et que la solubilité. En revanche, les perméabilités relatives auraient une influence plus importante sur la dissolution du CO<sub>2</sub>.

Enfin, Kopp et al. (2009, [85]) réalisent un calcul de capacité de stockage associé à une étude de sensibilité sur la profondeur, la température, les perméabilités absolues et relatives et la pression capillaire. De ces paramètres, en utilisant diverses courbes de perméabilités relatives, il semble que les perméabilités relatives aient le plus d'influence sur la capacité calculée. Toutefois, l'expression de la capacité ne tient pas compte des pressions limites (injectivité).

## 1.5 Synthèse du chapitre 1

Le plus souvent, les conclusions tirées de ces études restent spécifiques à l'étude menée, au modèle choisi, aux choix des paramètres et à leurs intervalles de variations. Mais généralement, les paramètres géologiques les plus contraignants seraient la perméabilité et la compressibilité des pores. Toutefois, les projets de stockage industriels démontrent que les hétérogénéités et incertitudes associées jouent un rôle important sur la faisabilité et la détermination de la configuration de l'injection.

L'influence de l'incertitude sur la variabilité spatiale sur l'injectivité et la propagation de la perturbation de pression pour des stockages à grande échelle n'a été que peu étudiée alors qu'elle semble critique d'après ces projets en cours de stockage de CO<sub>2</sub> et notamment pour définir l'AoR et la stratégie d'injection. De plus, d'après les modèles de bassin, les études doivent être menées à l'échelle régionale puisque la perturbation de pression s'étend loin de la zone d'injection, puisque les interférences possibles doivent être prises en compte, puisque les conditions aux limites et les paramètres géologiques peuvent sensiblement influencer les résultats sur de larges domaines.

Il est donc indispensable de mener une étude spécifique par site puisque les incertitudes et les contraintes principales sur l'efficacité de l'injection de CO<sub>2</sub> ne seront pas les mêmes en fonction de la zone d'étude. Les incertitudes sur les propriétés des réservoir, impliquant des incertitudes sur l'injectivité vont affecter la configuration du système d'injection. Par conséquent, ces incertitudes sont à prendre en compte dès le début du projet, pour envisager et appréhender de possibles modifications des conditions d'injection en relation avec les incertitudes sur les caractéristiques géologiques des formations [86].

Les effets de la compressibilité, des hétérogénéités, de la configuration des puits n'ont pas été étudiés pour un même modèle à l'échelle régionale, bien qu'ils aient une influence non-négligeable sur les résultats. D'après les investigations précédentes, il est possible d'envisager l'influence de chacun des paramètres, la comparaison de leur influence reste à faire pour améliorer la qualité prédictive des études.

De plus, les méthodes analytiques ou semi-analytiques seraient trop restrictives pour étudier les processus d'un site de stockage réaliste. Les études à grande échelle nécessiteraient des simulations numériques pour représenter au mieux le système. De la même façon, la simulation monophasique à la place de simulation multiphasique manquerait de précision mais pourrait



éventuellement être utile comme première approche dans l'étude de la propagation de pression à l'échelle du bassin.

Le choix d'un simulateur [30] et la résolution du maillage pourraient également influencer les prédictions du modèle. Ces questions sont traitées aux chapitres 2 (page 53) et 3 (page 79).

## Références Bibliographiques du Chapitre 1

- [1] T. Ahmed. *Reservoir Engineering Handbook (2nd Edition)*. Elsevier, 2001. ISBN 978-0-88415-770-0.
- [2] S. (editor) Holloway. *Best Practice Manual from SACS - Saline Aquifer CO2 Storage Project*. Statoil Research Center, Trondheim, Norway, 2003.
- [3] O. Eiken, P. Ringrose, C. Hermanrud, B. Nazarian, and Høier L. Torp T.A. Lessons Learned from 14 years of CCS Operations : Sleipner, In Salah and Snøhvit. In *Energy Procedia*, volume 4, pages 5541–5548, 2011.
- [4] F. Boait, N. White, A. Chadwick, D. Noy, and M. Bickle. Layer spreading and dimming within the CO2 plume at the Sleipner Field in the North Sea. In *Energy Procedia*, volume 4, pages 3254–3261, 2011.
- [5] P. Ringrose. Experiences in managing CO 2 storage projects. In *IPIECA Workshop*, number September, Washington DC, 2011.
- [6] A. Cavanagh. Benchmark calibration and prediction of the Sleipner CO 2 plume from 2006 to 2012. In *Energy Procedia, GHGT-11*, 2013.
- [7] T.H.V. Pham, T.E. Maast, H. Hellevang, and P. Aagaard. Numerical modeling including hysteresis properties for CO2 storage in Tubaen formation, Snohvit field, Barents Sea. *Energy Procedia*, 4(April 2008) :3746–3753, January 2011. ISSN 18766102. doi : 10.1016/j.egypro.2011.02.308.
- [8] J.-Q. Shi, C. Imrie, C. Sinayuc, S. Durucan, and A. Korre. Snøhvit CO 2 storage project : Assessment of CO 2 injection performance through history matching of the injection well pressure over a 32-months period. In *Energy Procedia, GHGT-11*, volume 00, pages 1–8, 2013.
- [9] O. Hansen, D. Gilding, B. Nazarian, and B. Osdal. Snøhvit : The history of injecting and storing 1 Mt CO 2 in the fluvial Tubåen Fm . In *Energy Procedia, GHGT-11*, volume 00, pages 1–9, 2013.
- [10] J. Rutqvist, D. Vasco, and L. Myer. Couples reservoir-geomechanical analysis of CO2 injection at In Salah, Algeria. *Energy Procedia*, 1(1) :1847–1854, 2009.
- [11] M. Iding and P. Ringrose. Evaluating the impact of fractures on the long-term performance of the In Salah CO2 storage site. In *Energy Procedia*, volume 1, pages 2021–2028, 2009.
- [12] A. Mathieson, J. Midgley, I. Wright, N. Saoula, and P. Ringrose. In Salah CO2 storage JIP : CO2 sequestration monitoring and verification technologies applied at Krechba, Algeria. In *Energy Procedia*, volume 4, pages 3596–3603, 2011.

- [13] R. Bissell, D. Vasco, M. Atbi, M. Hamdani, M. Okwelegbe, and M. Goldwater. A Full Field Simulation of the In Salah Gas Production and CO<sub>2</sub> Storage Project Using a Coupled Geo-mechanical and Thermal. In *Energy Procedia GHGT-10*, volume 00, pages 1–8, 2011.
- [14] A Cavanagh and P Ringrose. Simulation of CO<sub>2</sub> distribution at the In Salah storage site using high-resolution field-scale models. In *Energy Procedia*, volume 4, pages 3730–3737, 2011.
- [15] M. Flett, J. Brantjes, R. Gurton, J. McKenna, T. Tankersley, and M. Trupp. Subsurface development of CO<sub>2</sub> disposal for the Gorgon Project. *Energy Procedia*, 1(1) :3031–3038, February 2009. ISSN 18766102. doi : 10.1016/j.egypro.2009.02.081.
- [16] CO<sub>2</sub>CRC. Gorgon Project Development Report. Technical Report 132, December 2011.
- [17] M. Trupp, J. Frontczak, and J. Torkington. The Gorgon CO<sub>2</sub> Injection Project : 2012 Update. In *Energy Procedia, GHGT-11*, 2013.
- [18] O. Senel and N. Chugunov. CO<sub>2</sub> Injection in a Saline Formation : Pre-Injection Reservoir Modeling and Uncertainty Analysis for Illinois Basin - Decatur Project. In *Energy Procedia, GHGT-11*, 2013.
- [19] N. Chugunov, O. Senel, and T.S. Ramakrishnan. Reducing uncertainty in reservoir model predictions : from plume evolution to tool responses. In *Energy Procedia, GHGT-11*, 2013.
- [20] S. McDonald. Illinois Industrial Carbon Capture and Storage Project - Project Overview, Lessons, and Future Plans. In *2012 NETL CO<sub>2</sub> Capture Technology Meeting*, 2012.
- [21] S.D. Hovorka, T. Meckel, R. Trevino, J.-P. Lu, J. and Nicot, J.-W. Choi, D. Freeman, P. Cook, T. Daley, J Ajo-Franklin, B. Freifeild, C. Doughty, C. Carrigan, D. La Brecque, Y. Kharaka, J. Thordsen, T. Phelps, C. Yang, K. Romanak, T. Zhang, R. Holt, J. Lindler, and R. Butsch. Monitoring a large volume CO<sub>2</sub> injection : Year two results from SECARB project at Denburys Cranfield, Mississippi, USA. *Energy Procedia*, 4 :3478–3485, January 2011. ISSN 18766102. doi : 10.1016/j.egypro.2011.02.274.
- [22] S. Mukhopadhyay, J. Birkholzer, J.-P. Nicot, and S. Hosseini. A model comparison initiative for a CO<sub>2</sub> injection field test : an introduction to Sim-SEQ. *Environmental Earth Sciences*, 67(2) :601–611, April 2012. ISSN 1866-6280. doi : 10.1007/s12665-012-1668-1.
- [23] J.-P. Nicot, C. Oldenburg, J. Houseworth, and J.-W. Choi. Analysis of potential leakage pathways at the Cranfield, MS, U.S.A., CO<sub>2</sub> sequestration site. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, pages 1–13, December 2012. ISSN 17505836. doi : 10.1016/j.ijggc.2012.10.011.
- [24] S. Hosseini, Ha. Lashgari, J. Choi, J.-P. Nicot, J. Lu, and S. Hovorka. Static and dynamic reservoir modeling for geological CO<sub>2</sub> sequestration at Cranfield, Mississippi, U.S.A. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, December 2012. ISSN 17505836. doi : 10.1016/j.ijggc.2012.11.009.

- [25] M. Delshad, X. Kong, R. Tavakoli, S. Hosseini, and Mary F. Wheeler. Modeling and simulation of carbon sequestration at Cranfield incorporating new physical models. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, (IN PRESS), May 2013. ISSN 17505836. doi : 10.1016/j.ijggc.2013.03.019.
- [26] S.J. Friedmann. The scientific case for large CO<sub>2</sub> storage projects worldwide : where they should go, what they should look like, and how much they should cost. In *8th Greenhouse Gas Technology Conference, Trondheim, Norway, Poster session II*, 2006.
- [27] A. Hosa, M. Esentia, Stewart J., and Haszeldine S. *Benchmarking worldwide CO<sub>2</sub> saline aquifer injections*. Number March. Scottish Centre for Carbone Capture and Storage, 2010.
- [28] A Hosa, M Esentia, J Stewart, and S Haszeldine. Injection of CO<sub>2</sub> into saline formations : Benchmarking worldwide projects. *Chemical Engineering Research and Design*, 2011.
- [29] J.-P. Nicot. Evaluation of large-scale CO<sub>2</sub> storage on fresh-water sections of aquifers : An example from the Texas Gulf Coast Basin. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2(4) :582–593, 2008.
- [30] J.-M. Lemieux. Review : The potential impact of underground geological storage of carbon dioxide in deep saline aquifers on shallow groundwater resources. *Hydrogeology Journal*, (4) :757–778, 2011.
- [31] J.-P. Nicot, S. Hovorka, and J.-W. Choi. Investigation of water displacement following large CO<sub>2</sub> sequestration operations. *Energy Procedia*, 1(1) :4411–4418, 2009.
- [32] J.-P. Nicot, S. Hosseini, and S. Solano. Are single-phase flow numerical models sufficient to estimate pressure distribution in CO<sub>2</sub> sequestration projects ? In *Energy Procedia*, volume 4, pages 3919–3926, 2011.
- [33] J. Birkholzer, Q. Zhou, and C.-F. Tsang. Large-scale impact of CO<sub>2</sub> storage in deep saline aquifers : A sensitivity study on pressure response in stratified systems. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 3(2) :181–194, December 2009. ISSN 1750-5836. doi : DOI:10.1016/j.ijggc.2008.08.002.
- [34] Q. Zhou, J. Birkholzer, E. Mehnert, Y.-F. Lin, and K. Zhang. Modeling basin- and plume-scale processes of CO<sub>2</sub> storage for full-scale deployment. *Ground water*, 48(4) :494–514, 2010. ISSN 1745-6584. doi : 10.1111/j.1745-6584.2009.00657.x.
- [35] J. Birkholzer and Q. Zhou. Basin-scale hydrogeologic impacts of CO<sub>2</sub> storage : Capacity and regulatory implications. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 3(6) :745–756, December 2009. ISSN 17505836. doi : 10.1016/j.ijggc.2009.07.002.
- [36] M. Person, A. Banerjee, J. Rupp, C. Medina, P. Lichtner, C. Gable, R. Pawar, M. Celia, J. McIntosh, and V. Bense. Assessment of basin-scale hydrologic impacts of CO<sub>2</sub> sequestration, Illinois basin. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 4(5) :840–854, September 2010. ISSN 17505836. doi : 10.1016/j.ijggc.2010.04.004.
- [37] J. Birkholzer, Q. Zhou, and K. Zhang. Research Project on CO<sub>2</sub> Geological Storage and Groundwater Resources Large-Scale Hydrological Evaluation and Modeling of the Impact on Groundwater Systems. *October*, 2008.

- [38] H. Yamamoto, K. Zhang, K. Karasaki, A. Marui, H. Uehara, and N. Nishikawa. Numerical investigation concerning the impact of CO<sub>2</sub> geologic storage on regional groundwater flow. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 3(5) :586–599, 2009.
- [39] R. Zhao, J. Cheng, and K. Zhang. CO<sub>2</sub> Plume Evolution and Pressure Buildup of Large-scale CO<sub>2</sub> Injection into Saline Aquifers in Sanzhao Depression, Songliao Basin, China. *Transport in Porous Media*, 95(2) :407–424, August 2012. ISSN 0169-3913. doi : 10.1007/s11242-012-0052-7.
- [40] J.T. Birkholzer, Q. Zhou, A. Cortis, and S. Finsterle. A Sensitivity Study on Regional Pressure Buildup from Large-Scale CO<sub>2</sub> Storage Projects. *Energy Procedia*, 4 :4371–4378, January 2011. ISSN 18766102. doi : 10.1016/j.egypro.2011.02.389.
- [41] Q. Zhou and J. Birkholzer. On Scale and MAgnitude of Pressure Buildup Induced by Large-Scale Geologic Storage of CO<sub>2</sub>. Technical report, Lawrence Berkeley National Laboratory, 2012.
- [42] K. Michael, a. Golab, V. Shulakova, J. Ennis-King, G. Allinson, S. Sharma, and T. Aiken. Geological storage of CO<sub>2</sub> in saline aquifers : A review of the experience from existing storage operations. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 4(4) :659–667, July 2010. ISSN 17505836. doi : 10.1016/j.ijggc.2009.12.011.
- [43] USEPA. Geologic Sequestration of Carbon Dioxide Underground Injection Control ( UIC ) Program Class VI Well Area of Review Evaluation and Corrective Action Guidance. Technical Report May, Office of Water, 2013.
- [44] USEPA. Archer Daniels Midland Company’s USEPA UIC VI Permit Application #IL-115-6A-0001 - Section 5 - Area of Review. Technical report, Office of Water, 2012.
- [45] J.-P. Nicot, C.M. Oldenburg, S.L. Bryant, and S.D. Hovorka. Pressure perturbations from geologic carbon sequestration : Area-of-review boundaries and borehole leakage driving forces. *Energy Procedia*, 1(1) :47–54, February 2009. ISSN 18766102. doi : 10.1016/j.egypro.2009.01.009.
- [46] K. Bandilla, S. R. Kraemer, and J. Birkholzer. Using semi-analytic solutions to approximate the area of potential impact for carbon dioxide injection. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 8(0) :196 – 204, 2012. ISSN 1750-5836. doi : <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijggc.2012.02.009>.
- [47] F. Schäfer, L. Walter, H. Class, and C. Müller. The pressure impact of CO<sub>2</sub> storage on neighbouring sites. *Energy Procedia*, 4(0) :4465–4471, January 2011. ISSN 18766102. doi : 10.1016/j.egypro.2011.02.401.
- [48] M. Flett, R. Gurton, and I. Taggart. Heterogeneous saline formations : Long-term benefits for geo-sequestration of greenhouse gases. In *Proc 7th Intl Conf on Greenhouse Gas Control Technologies September 2004 Vancouver Canada*, volume I, pages 501–509. Elsevier Ltd., 2005.
- [49] F. Schäfer, L. Walter, H. Class, and C. Müller. The regional pressure impact of CO<sub>2</sub> storage : a showcase study from the North German Basin. *Environmental Earth Sciences*, 65 (7) :2037–2049, August 2011. ISSN 1866-6280. doi : 10.1007/s12665-011-1184-8.

- [50] M. Pooladi-Darvish, S. Moghdam, and D. Xu. Multiwell injectivity for storage of CO<sub>2</sub> in aquifers. *Energy Procedia*, 4 :4252–4259, January 2011. ISSN 18766102. doi : 10.1016/j.egypro.2011.02.374.
- [51] S. Ghaderi, D. Keith, and Y. Leonenko. Feasibility of Injecting Large Volumes of CO<sub>2</sub> into Aquifers. In *Energy Procedia*, volume 1, pages 3113–3120. Elsevier, February 2009. ISBN 0000000000. doi : 10.1016/j.egypro.2009.02.092.
- [52] E. Azizi, Y. Cinar, G. Allinson, and K. Michael. A new tool to predict injection well number for a total injection rate and given formation properties. In *Energy Procedia, GHGT-11*, volume 00, pages 1–8, 2013.
- [53] J. Zakrisson, I. Edman, and Y. Cinar. SPE 116355 Multiwell Injectivity for CO<sub>2</sub> Storage. In *SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*, Perth, Australia, 2008.
- [54] S. McCoy and E. Rubin. Variability and uncertainty in the cost of saline formation storage. *Energy Procedia*, 1(1) :4151–4158, February 2009. ISSN 18766102. doi : 10.1016/j.egypro.2009.02.224.
- [55] S. McCoy. *The Economics of CO<sub>2</sub> Transport by Pipeline and Storage in Saline Aquifers and Oil Reservoirs*. PhD thesis, Carnegie Mellon University, Pittsburg, 2008.
- [56] Jordan Eccles, Lincoln F Pratson, and Munish Kumar Chandel. Effects of well spacing on geological storage site distribution costs and surface footprint. *Environmental science & technology*, 46(8) :4649–56, April 2012. ISSN 1520-5851. doi : 10.1021/es203553e.
- [57] Y. Oruganti. Geologic CO<sub>2</sub> Storage : Understanding Pressure Perturbations and Estimating Risk Due to Pressure Buildup. Master's thesis, University of Texas at Austin, 2010.
- [58] F. Yang, B. Bai, and S. Dunn-Norman. Modeling the effects of completion techniques and formation heterogeneity on CO<sub>2</sub> sequestration in shallow and deep saline aquifers. *Environmental Earth Sciences*, pages 1–9, 2011.
- [59] H. Jahangiri and D. Zhang. Effect of spatial heterogeneity on plume distribution and dilution during CO<sub>2</sub> sequestration. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 5 (2) :281–293, March 2011. ISSN 17505836. doi : 10.1016/j.ijggc.2010.10.003.
- [60] R. Okwen, M. Stewart, and J. Cunningham. Effect of Well Orientation (Vertical vs. Horizontal) and Well Length on the Injection of CO<sub>2</sub> in Deep Saline Aquifers. *Transport in Porous Media*, 90(1) :219–232, 2011.
- [61] J. Birkholzer, A. Cihan, and Q. Zhou. Impact-driven pressure management via targeted brine extraction : Conceptual studies of CO<sub>2</sub> storage in saline formations. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 7 :168–180, March 2012. ISSN 17505836. doi : 10.1016/j.ijggc.2012.01.001.
- [62] T.. Buscheck, Y. Sun, M. Chen, Y. Hao, T. Wolery, W. Bourcier, Be. Court, M.. Celia, S. Julio Friedmann, and R. Aines. Active CO<sub>2</sub> reservoir management for carbon storage : Analysis of operational strategies to relieve pressure buildup and improve injectivity. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 6 :230–245, January 2012. ISSN 17505836. doi : 10.1016/j.ijggc.2011.11.007.

- [63] S. Li, Y. Zhang, and X. Zhang. A study of conceptual model uncertainty in large-scale CO<sub>2</sub> storage simulation. *Water Resources Research*, (5), 2011.
- [64] B. Court, T. Elliot, J. Dammel, T. Buscheck, J. Rohmer, and M. Celia. Promising synergies to address water, sequestration, legal, and public acceptance issues associated with large-scale implementation of CO<sub>2</sub> sequestration. *Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change*, 17(6) :569–599, September 2011. ISSN 1381-2386. doi : 10.1007/s11027-011-9314-x.
- [65] M. Flett, R. Gurton, and G. Weir. Heterogeneous saline formations for carbon dioxide disposal : Impact of varying heterogeneity on containment and trapping. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 57(1-2) :106–118, May 2007. ISSN 09204105. doi : 10.1016/j.petrol.2006.08.016.
- [66] Q. Zhou, J. Birkholzer, J. Rutqvist, and C. Tsang. Sensitivity Study of CO<sub>2</sub> Storage Capacity in Brine Aquifers with Closed Boundaries : Dependence on Hydrogeologic Properties. In *Sixth Annual Conference on Carbon Capture and Sequestration - DOE/NETL*, 2007.
- [67] R.A. Chadwick, D. J. Noy, and S. Holloway. Flow processes and pressure evolution in aquifers during the injection of supercritical CO<sub>2</sub> as a greenhouse gas mitigation measure. *Petroleum Geoscience*, 15(1) :59–73, 2009.
- [68] J. Heath, P. Kobos, J. Roach, T. Dewers, and S. Mckenna. Geologic Heterogeneity and Economic Uncertainty of Subsurface Carbon Dioxide Storage. *SPE Economics & Management*, 4(1) :32–41, 2012.
- [69] S. Mathias, J. Gluyas, G. González Martínez de Miguel, S. Bryant, and D. Wilson. On relative permeability data uncertainty and CO<sub>2</sub> injectivity estimation for brine aquifers. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 12 :200–212, January 2013. ISSN 17505836. doi : 10.1016/j.ijggc.2012.09.017.
- [70] A. Cavanagh and N. Wildgust. Pressurization and brine displacement issues for deep saline formation CO<sub>2</sub> storage. *Energy Procedia*, 4 :4814–4821, 2011. ISSN 1876-6102. doi : DOI:10.1016/j.egypro.2011.02.447.
- [71] P. Jordan. Basin-wide pressure changes due to CO<sub>2</sub> storage : California production as a reverse analog. volume 2, pages 622–628, 2010.
- [72] Y. Dong, G. Li, and R. Wu. Impact of Large Scale CO<sub>2</sub> Geological Storage in Deep Saline Aquifers : An Example From the Sangliao Basin, China. In *TOUGH Symposium 2009*, Berkeley, California, USA, 2009.
- [73] D. Vulin, T. Kurevija, and I. Kolenkovic. The effect of mechanical rock properties on CO<sub>2</sub> storage capacity. *Energy*, pages 1–7, February 2012. ISSN 03605442. doi : 10.1016/j.energy.2012.01.059.
- [74] J. Choi, J.-P. Nicot, T. Meckel, and S. Hovorka. Numerical modeling of CO<sub>2</sub> injection into a typical US Gulf Coast anticline structure. *Energy Procedia*, 4 :3486–3493, January 2011. ISSN 18766102. doi : 10.1016/j.egypro.2011.02.275.

- [75] U. Lengler, M. De Lucia, and M. Kühn. The impact of heterogeneity on the distribution of CO<sub>2</sub> : Numerical simulation of CO<sub>2</sub> storage at Ketzin. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 4(6) :1016–1025, December 2010. ISSN 17505836. doi : 10.1016/j.ijggc.2010.07.004.
- [76] H. Deng, P. Stauffer, Z. Dai, Z. Jiao, and R. Surdam. Simulation of industrial-scale CO<sub>2</sub> storage : Multi-scale heterogeneity and its impacts on storage capacity, injectivity and leakage. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 10 :397–418, September 2012. ISSN 17505836. doi : 10.1016/j.ijggc.2012.07.003.
- [77] W. Sifuentes, M. Blunt, and M. Giddins. SPE 123582 Modeling CO<sub>2</sub> Storage in Aquifers : Assessing the Key Contributors to Uncertainty. *Water*, 2009.
- [78] C. Doughty. Investigation of CO<sub>2</sub> Plume Behavior for a Large-Scale Pilot Test of Geologic Carbon Storage in a Saline Formation. *Transport in Porous Media*, 82(1) :49–76, May 2009. ISSN 0169-3913. doi : 10.1007/s11242-009-9396-z.
- [79] S. Ghanbari, Y. Al-Zaabi, G.E. Pickup, E. Mackay, F. Gozalpour, and A. Todd. Simulation of CO<sub>2</sub> storage in saline aquifers. *Chemical Engineering Research and Design*, 84(9 A) : 764–775, 2006.
- [80] K Pruess, T. Xu, J. Apps, and J. Garcia. Numerical modeling of aquifer disposal of CO<sub>2</sub>. *SPE (Society of Petroleum Engineers) Journal*, pages 49–59, 2003.
- [81] C. Ukaegbu, O. Gundogan, E. Mackay, G. Pickup, A. Todd, and F. Gozalpour. Simulation of CO<sub>2</sub> storage in a heterogeneous aquifer. *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A : Journal of Power and Energy*, 223(3) :249–267, May 2009. ISSN 0957-6509. doi : 10.1243/09576509JPE627.
- [82] L. Wei and F. Saaf. Estimate CO<sub>2</sub> storage capacity of the Johansen formation : numerical investigations beyond the benchmarking exercise. *Computational Geosciences*, 13(4) : 451–467, March 2009. ISSN 1420-0597. doi : 10.1007/s10596-008-9122-x.
- [83] R. Farajzadeh, P. Ranganathan, P.L.J. Zitha, and J. Bruining. The effect of heterogeneity on the character of density-driven natural convection of CO<sub>2</sub> overlying a brine layer. *Advances in Water Resources*, 34(3) :327–339, March 2011. ISSN 03091708. doi : 10.1016/j.advwatres.2010.12.012.
- [84] C. Doughty and K. Pruess. Modeling Supercritical CO<sub>2</sub> Injection in Heterogeneous Porous Media. In *TOUGH Symposium 2003*, Berkeley, California, USA, 2003.
- [85] A. Kopp, H. Class, and R. Helmig. Investigations on CO<sub>2</sub> storage capacity in saline aquifers : Part 1. Dimensional analysis of flow processes and reservoir characteristics. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 3(3) :263–276, 2009. ISSN 1750-5836. doi : DOI:10.1016/j.ijggc.2008.10.002.
- [86] K. Michael, P.R. Neal, G. Allinson, J. Ennis-King, W. Hou, L. Paterson, S. Sharma, and T. Aiken. Injection strategies for large-scale CO<sub>2</sub> storage sites. *Energy Procedia*, 4 :4267–4274, January 2011. ISSN 18766102. doi : 10.1016/j.egypro.2011.02.376.

## Chapitre 2

# Choix et caractéristiques des modèles numériques

Les modèles numériques sont utilisés pour évaluer les risques et la capacité du stockage de CO<sub>2</sub>. Ces modèles doivent tenir compte des propriétés physico-chimiques des fluides, des volumes, taux et pression d'injection prévus, des propriétés géologiques spécifiques du site d'injection et donc des hétérogénéités, discontinuités et zones potentielles de migration ainsi que des incertitudes qui y sont associées pour permettre une évaluation pertinente.

La méthode de calcul peut également être une source d'incertitude : la méthode de calcul utilisée est-elle capable de reproduire les processus d'écoulement, de transport et de dissolution spécifiques à l'injection de CO<sub>2</sub> dans un aquifère salin ?

Dans ce chapitre, nous justifions le choix de modèles numériques à partir d'études comparatives existantes. Nous présentons également les hypothèses simplificatrices de modélisations. A partir de premières approches simplifiées et d'informations relevées sur les aquifères du bassin parisien, nous définissons les caractéristiques des modèles utilisés pour cette thèse.

### 2.1 Etudes comparatives des logiciels de simulation et le choix de TOUGH2/ECO2N

L'une des plus récentes études comparatives des modèles numériques et mathématiques de stockage de dioxyde de carbone date de 2009 (Class et al., 2009 [1]). En confrontant les résultats de codes de calculs à des problèmes précis, elle permet d'appréhender la validité d'un modèle en fonction du problème posé et la sensibilité des outils aux paramètres imposés.

Cette étude a réuni des simulateurs largement utilisés pour les modélisations d'écoulement multiphasiques (TOUGH2, Eclipse, FEHM, GEM), des simulateurs internes à leur laboratoire de développement (COORES, DuMux, GPRS, IPARS-CO2, MUFTE, RTAFF2) et des modèles semi-analytiques (ELSA, VESA). L'étude de Class et al. [1] est une comparaison de la capacité des ces modèles à représenter les processus d'écoulement multiphasique advectif, à plusieurs composants (avec notamment les effets de la dissolution du CO<sub>2</sub> dans la saumure, de l'évaporation de l'eau...).

Trois problèmes avaient été soumis aux participants : le premier correspondait à une fuite de CO<sub>2</sub> à travers un puits, le second à la récupération assistée de méthane par l'injection de CO<sub>2</sub> et enfin le dernier problème, qui est le scénario le plus proche de ceux explorés ici, corres-



pondait à l'injection de CO<sub>2</sub> dans une formation hétérogène à l'échelle du réservoir.

Le troisième problème souligne l'importance de l'estimation de la capacité effective du réservoir à stocker le CO<sub>2</sub>. Une surestimation provoquerait des fuites et une sous-estimation induirait un "gaspillage" de l'espace disponible et de l'effort pour le stockage. Pour estimer cette capacité effective, les hétérogénéités du réservoir sont modélisées. Le but est d'examiner la capacité des modèles à tenir compte des hétérogénéités en simulant correctement la migration du CO<sub>2</sub> résultant du gradient de pression induit par l'injection, et contrainte par les forces capillaires et gravitaires.

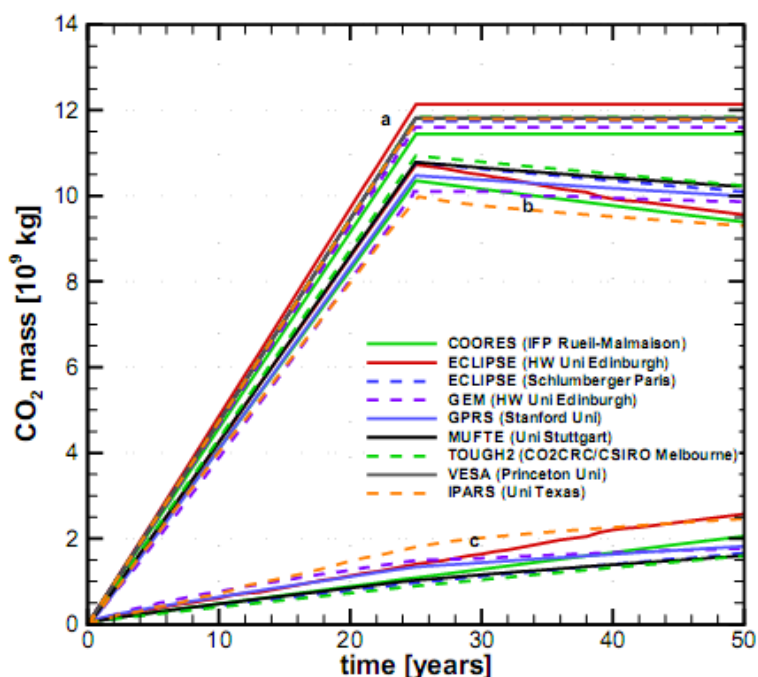


FIGURE 2.1 – Résultats du troisième problème de Class et al. (2009, [1]) comparant les méthodes de calcul dans le cadre de l'injection de CO<sub>2</sub> dans un aquifère salin. a) Masse totale de CO<sub>2</sub> injectée, b) Masse de CO<sub>2</sub> en phase gazeuse, et c) Masse de CO<sub>2</sub> dissoute dans la phase aqueuse.

Un modèle "réaliste" de la formation Johansen (géométrie, porosité, perméabilité) est utilisé sur un bloc de petite taille (9.6km\*8.9km). L'injection (15kg/s) dure 25 ans et la simulation 50 ans.

Les courbes des résultats (figure 2.1) fournies par les logiciels VESA, GPRS, ECLIPSE, MUFTE, IPARS et TOUGH2 sont quasiment confondues pour la quantité totale de gaz injecté, et à l'exception d'IPARS (et de VESA mais ce dernier outil ne tient pas compte de la quantité de CO<sub>2</sub> dissout), ils obtiennent aussi des résultats similaires avec environ 84.6-86.5% de CO<sub>2</sub> sous forme gazeuse (et donc 14.4-13.5% dissout) à 50 ans.

Ce dernier problème révèle des divergences entre les simulateurs lorsqu'un modèle hétérogène, plus réaliste est utilisé. Cependant, ces différences peuvent être imputées aux différences de résolution des grilles utilisées ou au type de maillage qui peuvent conduire à différentes interprétations du champ de perméabilités. Des différences pour les conditions initiales (pression, salinité), la prise en compte ou non d'effets non-isothermes ont aussi pu contribuer à ces divergences. Toutefois, lors de la simulation de l'injection, tous les modèles rendent bien

compte des effets de différences de densité (forces gravitaires) et ceux liés à la pression d'injection avec des directions similaires de migration du panache. De plus, les incertitudes liées aux modèles géologiques auront probablement des ordres de grandeurs plus élevés que celles entre les modèles de simulation [1].

Finalement, cette étude tend à montrer que les résultats des différents logiciels restent cohérents compte tenu des incertitudes qui pourraient exister (celles des simulateurs seraient alors comparativement faibles) et que le choix d'un de ces logiciels ne devrait pas remettre en cause les conclusions obtenues à partir de ces simulations. Cependant, il reste nécessaire de tester les limites d'un logiciel dans le cas où des singularités apparaîtraient.

Précédemment, des comparaisons de performance des logiciels avaient été réalisées en 2002 et initiées par le LBNL [2, 3]. Depuis, des modifications ont probablement été apportées à ces logiciels. Cependant, les résultats étaient déjà cohérents et mettaient en avant leurs capacités à rendre compte des processus physiques mis en jeu (e.g. restitution de la solution d'auto-similarité dans le cas d'un modèle radial 1D). Mais, des différences entre ces logiciels sur les propriétés pétrophysiques des composants des fluides et en particulier pour la dissolution du CO<sub>2</sub> ont été remarquées et seraient à l'origine d'écarts entre certains résultats. Ce point a été amélioré par la suite (exemple pour TOUGH2/ECO2N, cf. annexe A.2). Enfin, une comparaison qualitative des résultats obtenus par le logiciel CMG suite à l'étude de Ghanbari et al. (2006, [4]) a été effectuée en construisant un modèle similaire avec TOUGH2/ECO2N (cf. annexe A.3, page 242) montrant que les résultats des deux logiciels sont cohérents et décrivent de façon analogue les processus physiques.

Les études comparatives ont montré qu'un logiciel tel que TOUGH2/ECO2N permet d'obtenir des résultats cohérents que ce soit pour les problèmes liés aux propriétés physico-chimiques des fluides ou pour des modèles plus complexes représentant des caractéristiques géologiques plus réalistes. Largement utilisé par les scientifiques étudiant le problème d'injection de CO<sub>2</sub> à grande échelle [5, 6, 7, 8], TOUGH2/ECO2N (cf. annexe A.1) est l'outil sélectionné pour cette thèse pour simuler l'injection de CO<sub>2</sub> hypothétique dans un aquifère salin. La version parallélisée de TOUGH2 sera utilisée pour les modèles 3D à l'échelle régionale (partie III). Les données d'entrée et de sortie sont mises en forme pour être traitées plus efficacement par d'autres logiciels, principalement le logiciel R et Paraview.

## 2.2 Caractéristiques des modèles

Les variables d'intérêt pour la thèse sont principalement les perturbations de pression, la migration du CO<sub>2</sub> et sa dissolution au cours de l'injection. Par conséquent, des hypothèses simplificatrices peuvent être posées soit en fonction des processus étudiés, soit en fonction des paramètres qui peuvent être négligeables sur la réponse du système étudiée d'après la littérature.

D'autre part, des modèles simples conceptuels ont été utilisés en première approche pour dimensionner et caractériser les modèles d'étude de la thèse (annexe A.4). Les caractéristiques géologiques des modèles d'étude s'appuieront sur un analogue du bassin parisien.

### 2.2.1 Hypothèses et simplifications des modèles

- Le système est supposé isotherme :

En effet, l'influence de la température est minime si le CO<sub>2</sub> est injecté à une température proche de celle du réservoir (Jordan and Doughty [9], 2009)

- Les interactions géochimiques roche/fluide et la diffusion sont négligées :  
Comme pour d'autres auteurs [8, 5, 10], l'étude est réalisée à court et moyen termes (< 100ans) et sur un grand domaine. Pour ces échelles de temps et d'espace, ces processus sont négligeables (e.g. Juanes et al., 2009 [11] ; la longueur de diffusion n'est que de 0,5m pour 4ans, avec un coefficient de diffusion de  $D=2E-9m^2/s$ )
- Seule la période d'injection est étudiée et l'hystérésis est négligée :  
Pendant la période d'injection, le processus de drainage de la saumure par le CO<sub>2</sub> est majoritaire. Le phénomène d'hystérésis apparaît lors de l'imbibition du CO<sub>2</sub> par la saumure qui se produit lorsque les forces de pression contribuant à l'extension latérale diminuent. Ce phénomène a lieu principalement après la fin de l'injection, lorsque les forces majoritaires sont celles liées aux différences de densité des fluides.
- La diminution de la perméabilité en fonction de la porosité due à la précipitation de sel est négligée :  
Bien qu'il soit reconnu que la précipitation de sel dans la zone du panache de CO<sub>2</sub> [8, 12] implique une diminution de la perméabilité, et bien que le logiciel retenu soit capable de modifier les perméabilités du réservoir en fonction de cette précipitation, cette option n'a pas été activée. En effet, dans les conditions retenues, la concentration initiale en sel est suffisamment faible et le taux d'injection suffisamment important pour que la précipitation et donc son impact sur la perméabilité du milieu soit négligeable<sup>1</sup> (Mathias et al. [13] reconnaissent également que la prise en compte ou non de la précipitation ne mènerait pas à des différences significatives dans leur étude de sensibilité sur l'injectivité).
- Tenant compte des effets des conditions aux limites (influence des conditions aux limites vérifiées dans le modèle présenté en annexe A.2, page 239), et supposant qu'il n'y a pas de failles scellantes près du site dans les modèles présentés par la suite :
  1. Les limites du domaine seront fermées mais les résultats ne seront étudiés que dans les cas où la perturbation de pression n'a pas encore atteint les limites latérales du domaine.
  2. La taille des modèles devra être suffisamment grande pour permettre l'étude d'injection de CO<sub>2</sub> en grande quantité sans que les conditions aux limites latérales n'interfèrent dans les résultats.

### 2.2.2 Synthèse et limites des modèles simples conceptuels (2D radiaux et 3D)

En première approche, une étude de sensibilité de la réponse en pression et de la migration du CO<sub>2</sub> à la perméabilité (valeur de la perméabilité uniforme du réservoir, anisotropie, hétérogénéités verticales) a été menée sur des modèles 2D radiaux. D'autre part, plusieurs scénarios d'injection ont été appliqués à des modèles 3D conceptuels (50km\*80km\*100m) pour un premier examen des interférences entre puits pour différents taux d'injection et conditions de perméabilité (annexe A.4).

---

1. Cette hypothèse est vérifiée au cours des simulations. De plus, dans le cas où la quantité précipitée ne pourrait être négligée, des problèmes de convergence apparaissent. En effet, la saturation en sel devient telle qu'elle réduit fortement le volume poral disponible pour la circulation de fluide. Or, dans le cas où la perméabilité n'est pas modifiée, le simulateur est face à une incohérence car les valeurs de perméabilités autorisent encore l'écoulement de fluide alors que la porosité est totalement bouchée par le sel. Voir également ? ? ]

L'étude de ces modèles conceptuels a permis de souligner la nécessité d'étudier la variabilité spatiale de la perméabilité, en particulier puisque les hétérogénéités verticales influenceraient les interférences entre puits. Qu'en est-il de la variabilité latérale ? Et comment considérer et représenter la variabilité spatiale des propriétés lorsque les données sont peu nombreuses ?

Ces modèles conceptuels restent peu représentatifs de sites réalistes d'injection massive de CO<sub>2</sub> : bien que souvent utilisés pour les études de sensibilité puisqu'ils permettent d'étudier un grand volume avec un nombre de mailles limité, les modèles 2D radiaux ne permettent pas de modéliser correctement la variabilité spatiale (latérale et verticale) des propriétés géologiques, ni de représenter plusieurs puits d'injection ; les modèles 3D conceptuels sont trop restrictifs en terme de taille de modèle (problématique pour l'étude des propagations de perturbations pour les taux et périodes d'injection à étudier) et en terme de description des conditions de stockage (structure, profondeur, etc)

Par conséquent, les études sur les interférences et les éventuelles interactions dues aux incertitudes sur des paramètres géologiques doivent s'effectuer sur un modèle à l'échelle régionale. Cette étude sera basée sur des données du bassin de Paris (décrit au chapitre suivant) pour considérer un système géologique réaliste, bien que le scénario d'injection reste hypothétique.

En revanche, l'utilisation de modèles 3D à grande échelle pour une étude de sensibilité sur différents paramètres (dont la variabilité spatiale) requerrait un temps de calcul trop important. Pour optimiser les temps de calculs, l'étude de sensibilité sur les paramètres géologiques est effectuée sur des modèles 2D à grande échelle, réduisant le nombre de mailles comparés aux modèles 3D et pouvant être utilisés pour la représentation de la variabilité spatiale des propriétés de l'aquifère. A cause des limites des modèles 2D radiaux précédemment mentionnées, des modèles 2D cartésiens sont donc construits.

### 2.3 Analogie géologique du bassin sédimentaire de Paris

L'analyse bibliographique a pour objectif de dégager des informations géologiques contribuant à la modélisation du réservoir dans le but d'y stocker du CO<sub>2</sub> à l'échelle régionale. Le contexte géologique du bassin parisien est décrit par Granjeon [14], Guillocheau et al. [15], Goncalves [16], Gonçalves et al. [17], Brosse et al. [18]. La pile sédimentaire du bassin de Paris est illustrée à la figure 2.3. Dans ce bassin sédimentaire, deux types d'aquifères salins profonds représenteraient des zones potentielles pour le stockage de dioxyde de carbone : les formations carbonatées du Dogger et les formations gréseuses du Trias supérieur [19, 20, 21].

Ces formations sont ou ont pu être des réservoirs pétroliers exploitables (à l'Est et au Sud-Est du bassin, carbonates du Dogger et grès du Trias [19, 20]) ou des réservoirs géothermiques (centre et Sud-Est du bassin [22]) indiquant des zones et formations ayant des propriétés réservoirs intéressantes. D'autre part, les conditions de pression et température permettent un stockage de CO<sub>2</sub> sous forme supercritique et la présence d'une couverture (Lias et Callovo-Oxfordien) assurerait l'intégrité du stockage. Enfin, ces formations du Bassin de Paris sont à proximité d'importants émetteurs de CO<sub>2</sub> (figure 2.2).

Le Dogger a été retenu comme référence pour la modélisation du stockage de CO<sub>2</sub> puisqu'il serait potentiellement plus favorable au stockage (meilleures qualités de réservoir comme l'épaisseur, la porosité, voire la perméabilité) et une quantité de données plus importante serait disponible. Les données sur ces formations proviennent de l'exploration pétrolière, de l'exploitation géothermique du Dogger ainsi que d'études sur les affleurements au Sud-Est et sur la bordure Est du Bassin. Toutefois, les données caractérisant les aquifères profonds du bassin

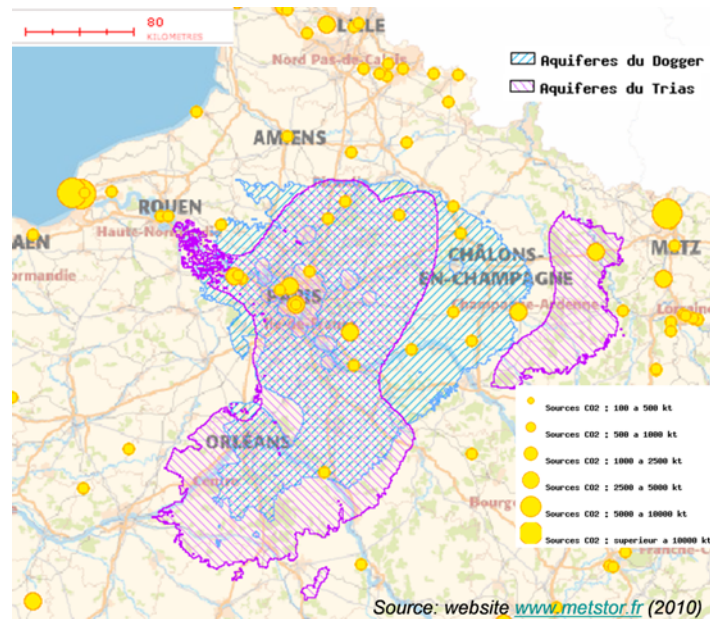


FIGURE 2.2 – Carte du bassin de Paris. Représentation des formations du Dogger et du Trias et des sources de CO<sub>2</sub>

parisien restent limitées bien que les études sur ce bassin se poursuivent notamment pour optimiser l'exploitation du sous-sol.

### 2.3.1 Les réservoirs carbonatés du Dogger

Les réservoirs carbonatés du Dogger (Jurassique Moyen) se trouvent dans les formations du Bathonien Supérieur au Callovien Inférieur. La structure des formations est relativement plane, à des échelles kilométriques, présentant un faible pendage [20] vers le centre du bassin.

Ces formations présentent de fortes hétérogénéités verticales et latérales [22, 19] liées à leur environnement de dépôt et aux diagenèses et compactations postérieures. Les profils de dépôts sont caractéristiques de rampes carbonatés avec une partie externe et médiane à sédimentation marneuse et marno-calcaire, une partie interne avec les faciès de haute énergie de shoal oolithique (haut-fonds), les faciès plus calmes de lagon et les milieux tidaux à intratidaux [23].

Quatre formations carbonatées constituent les unités lithostratigraphiques du Dogger, avec de bas en haut :

- Deux plateformes du Bajocien séparées par une fine couche marneuse (Marnes à *Ostrea Acuminata*). La plateforme inférieure correspond à des carbonates riches en débris récifaux, la seconde correspond à des carbonates oolithiques (partie externe et médiane de la rampe). Appelée unité "Cyclique" en géothermie et formée majoritairement de marnes et de carbonates, les faibles qualités réservoirs de cette unité ne conviendront pas pour le stockage de CO<sub>2</sub>. En effet, elle présente les plus faibles porosités et une faible productivité, d'après Lopez et al. [22].
- La rampe carbonatée du Bathonien (la plus épaisse) avec le dépôt (rampe interne) du faciès de haute énergie (barrière oolithique) de la formation Oolithe Blanche protégeant

la formation lagunaire de la formation du Comblanchien.

- La fine rampe carbonatée du Callovien caractérisée par le dépôt de carbonates bioclastiques et oolitiques de la formation Dalle Nacrée (faciès de rampe interne).

La profondeur du toit du Dogger varie globalement entre 2000m et 1500m au centre du bassin (confirmée par les données géothermiques au centre du bassin [22]) jusqu'à l'affleurement sur les bords du bassin. Son épaisseur cumulée est comprise entre 130 et 168m. Le gradient moyen de température est d'environ 3.5°C/100m, la température diminue du Sud-Est vers le Nord-Ouest. La salinité augmente du Sud-Est (0,5g/L) vers les zones plus profondes (35g/L) [22]. Enfin les valeurs de pressions sont proches de l'équilibre hydrostatique indiquant l'absence de compartimentation des formations de carbonates [19].

Depuis la surrection datant du Tertiaire, les zones de recharge du Dogger se trouvent à sa périphérie, à l'affleurement principalement le long de la bordure Est (notamment la partie Nord-Est au moment des émergences du Crétacé Inférieur [23]). A l'échelle du bassin, cela entraîne des circulations de fluides vers le centre du Bassin et la Manche, donc un écoulement régional globalement vers le Nord-Ouest, d'environ 10cm/an [19].

Les circulations de fluides passées ont influencé la diagénèse et donc les propriétés pétrophysiques des carbonates du Dogger. Il est intéressant de remarquer que les données sur ces formations provenant de différentes zones du bassin et de différentes origines (exploitation géothermique, données d'affleurement et exploitation d'hydrocarbures notamment dans les formations de la Dalle Nacrée et du Comblanchien), présentent des différences significatives en particulier en fonction du lieu où elles ont été collectées. Une des explications proposées suppose une diagénèse plus poussée dans les zones de recharges (bordure, affleurement) qui diminuerait progressivement vers le centre avec, généralement, des faciès un peu mieux préservés dans la zone de Picoref (zone étudiée pour évaluer le potentiel d'un site pilote de stockage dans le bassin parisien, proche de Saint-Martin-de-Bossenay, au centre du bassin [19]) et de bonnes propriétés réservoirs dans le cas des exploitations géothermiques au centre du bassin (préservation de la porosité primaire, faible cimentation) [24]. La zone Ouest du bassin Parisien est globalement peu perméable ("marly belt" [23]).

### 2.3.1.1 La formation de la Dalle Nacrée (Callovien)

Elle est formée de deux unités dans le secteur Picoref [20], d'environ 2 à 10m chacune, l'unité supérieure ayant de meilleures propriétés réservoirs par rapport à l'unité inférieure présentant une très faible perméabilité (inférieure à 2mD). Les mesures de perméabilités de la formation complète révèlent des valeurs entre 0.01 et 1000 mD, isotrope, une porosité moyenne de 5% (maximum à 19%, médiane à 2%) [25].

Des échantillons du Callovien à l'affleurement (calcaire de Lavoux) ont des valeurs de porosité moyennes plus importantes de 23 et 25% (Sud-Est et Ouest du bassin, [26, 21]). Les mesures de perméabilité de ces analogues donnent des valeurs moyennes différentes d'environ 4mD et 100mD. La formation de la Dalle Nacrée n'a pas été investiguée pour l'exploitation géothermique à cause des risques de contaminations par les hydrocarbures.

### 2.3.1.2 La formation du Comblanchien (Bathonien)

Sous un intervalle marneux (Marnes à Digonelles) le séparant de la formation Dalle Nacrées, le Comblanchien a une épaisseur d'environ 50-60m (secteur Picoref, [25]). La formation est composée essentiellement de boue micritique (environnement lagunaire protégé), mais des

lits de faciès de plus haute énergie sont trouvés localement. La porosité moyenne est de 6% (maximum 22%, médiane 4%), et les mesures de perméabilité relevées sont comprises entre 0,01mD et 3800mD, d'après Delmas et al. [25]. Les valeurs relevées au centre du bassin par les études géothermiques sont bien plus élevées [22] avec une porosité d'environ 15,8% et des valeurs de perméabilités autour de 2-3 Darcy (isotropes), mais ces valeurs seraient potentiellement contrôlées par des fractures. De plus dans le cadre de la géothermie, seul un faible pourcentage (environ 10%) de l'épaisseur totale de la formation est considéré comme productive.

### 2.3.1.3 La formation de l'Oolithe Blanche (Bathonien)

La formation Oolithe Blanche pourrait être la plus prometteuse pour le stockage de CO<sub>2</sub> à l'échelle industrielle car elle présente les plus fortes valeurs de porosité (18.3% d'après [22] ; entre 1 et 26.8%, moyenne de 15.5 % et médiane à 14.3% d'après [25], entre 11.6% et 23.4%, moyenne à 17% d'après [27]) et elle est la plus épaisse (environ 70-80m dans les zones d'affleurements et dans le secteur Picoref). Cette formation a donc a priori le volume poreux disponible le plus important pour le stockage de CO<sub>2</sub>.

De plus, cette formation présente la majorité des couches productives en géothermie avec de fortes valeurs de perméabilités isotropes (environ 2 Darcy). Par contre, au niveau des affleurements ou dans le secteur Picoref, des valeurs bien plus faibles sont relevées, de l'ordre de la dizaine de milliDarcy [27, 28, 25, 19, 24].

Aux affleurements, la formation Oolithe blanche peut être décrite par plusieurs faciès distincts associés à des environnements de dépôts et soumis à des processus diagénétiques différents et donc à des propriétés pétrophysiques différentes [27, 24] qui sont également à l'origine des fortes hétérogénéités dans cette formation.

A partir des études géothermiques, la détérioration systématique des propriétés pétrophysiques de l'Oolithe Blanche vers l'affleurement des formations a été constatée par la diminution de production (voire l'absence de production) des puits d'eau vers les bords du bassin<sup>2</sup>. Les valeurs ponctuelles de perméabilité de plusieurs Darcy ont été relevées par les études géothermiques dans l'Oolithe Blanche au centre du Bassin mais les fortes hétérogénéités ne permettent pas de les corrélérer à des distances kilométriques. Des connexions existeraient, possiblement liées à des fracturations ou aux couches qui auraient été préservées de la cimentation [24] ou à cause d'épisode supplémentaire de dissolution [19].

### 2.3.1.4 La couverture du Bathonien : Le Callovo-Oxfordien

La formation de marnes épaisses du Callovo-Oxfordien au centre du bassin et recouvrant les plateformes carbonatées du Dogger, aurait des propriétés pétrophysiques suffisantes (e.g. faibles perméabilités) pour assurer l'intégrité du stockage.

Les données sur le Callovo-Oxfordien proviennent essentiellement des recherches menées par l'agence ANDRA, dans le cadre du laboratoire de Bure pour le stockage des déchets radioactifs. Par conséquent, la majorité des valeurs trouvées dans la littérature (modélisation du stockage de déchets radioactifs [29, 30, 31, 32] ou mesures à différentes échelles à l'Est du

---

2. les couches dites "imperméables" séparant les formations du Dogger sont modélisées en géothermie avec des valeurs de perméabilités de 0.1D, ce qui ne correspond pas à des couches imperméables pour notre étude puisque les fluides peuvent s'écouler rapidement dans les formations ayant des perméabilités de cet ordre de grandeur

bassin [33, 34, 35, 36, 37, 38]) ne sont pertinentes qu'à de faibles profondeurs (entre 450 et 550m) à l'Est du bassin de Paris.

D'après les mesures, la porosité connectée serait inférieure à 14%. De fortes variations de perméabilité (4 ordres de grandeurs) et de coefficients d'emménagement spécifiques<sup>3</sup> (3 ordres de grandeurs) ont été mesurées. Les valeurs de ces deux derniers paramètres utilisées pour les simulations de stockage de déchets radioactifs sont proches de la moyenne des valeurs mesurées.

La forte incertitude sur la perméabilité du Callovo-Oxfordien est aussi remarquable dans l'étude de Pesquet-Ardisson [39] avec de fortes variations, entre les données compilées, ou par la calibration du modèle par le logiciel Marthe (basées sur la charge hydraulique dans la région de Picoref). Les valeurs des différentes études et mesures sont détaillées en annexe C.

### 2.3.2 Les simulations de stockage de CO<sub>2</sub> dans le Dogger du bassin parisien

#### 2.3.2.1 Simulations d'injection de CO<sub>2</sub> liée au projet pilote PICOREF

Des modèles ont été construits pour le secteur PICOREF, pour des quantités injectées type site pilote (inférieur à 1MtCO<sub>2</sub>/an) [40, 41, 19, 20]. Ces modèles visaient à caractériser la migration et la dissolution du CO<sub>2</sub> ou à modéliser les interactions entre roches et fluides. L'effet de l'injection sur la pression n'a pas été étudié et les modèles restent relativement simples (modèle radial 1D homogène ou modèle 3D à l'échelle du réservoir homogène latéralement, d'extension latérale de 35km\*70km).

#### 2.3.2.2 Vers une simulation à l'échelle industrielle

Le modèle de simulation d'injection couplé au modèle géomécanique de Rohmer et al. (2010, [42]) permet de réaliser une étude à l'échelle régionale (100km d'extension, modèle radial 2D, conditions aux limites ouvertes à l'écoulement à pression fixée) représentant l'alternance de 5 aquifères et 6 aquitards. Un puits vertical injecte 10MtCO<sub>2</sub>/an pendant 10 ans dans les aquifères du Dogger, représentés par trois couches de différentes perméabilités latéralement homogènes, de 150m d'épaisseur au total.

Les résultats montrent une extension latérale maximale du CO<sub>2</sub> de 3 km à la fin de l'injection. Le gaz ne migre pas verticalement hors de l'aquifère. La surpression induite par l'injection se propage latéralement plutôt que verticalement (pour une perturbation de pression de 0.1MPa, l'extension verticale est de 40m et de 60km latéralement). Pendant l'injection, deux régimes de surpression sont caractérisés avec plus de 90% de la surpression maximum atteinte lors des deux premières années tandis que la pression augmente de moins de 10% supplémentaires pendant les huit dernières années. Après la fin de l'injection, la surpression diminue rapidement (50% après deux ans d'arrêt). Mais ces comportements sont probablement liés aux conditions aux limites, étant donné la quantité injectée et les caractéristiques du modèle.

S'inspirant du modèle 2D radial de Birkholzer et al. [43] (paragraphe 1.2.2) et modélisant les aquifères du bassin Parisien du Dogger au Turonien, une étude a été menée sur l'influence de l'injection de CO<sub>2</sub> sur l'hydrodynamisme des aquifères du bassin Parisien [39] : étude des perturbations de pression (latérales et verticales) dues à l'injection de CO<sub>2</sub>, recommandations pour les sites d'injection à échelle industrielle et pour les risques de conflits d'intérêt. Des études de sensibilité sont conduites sur la perméabilité de la couverture (scénario de référence de

---

3. proportionnel à la compressibilité du système



$10^{-18}\text{m}^2$  ; jusqu'à  $10^{-16}\text{m}^2$ ), sur la perméabilité du réservoir (scénario de référence :  $2 \cdot 10^{-13}\text{m}^2$  ; jusqu'à  $10^{-13}\text{m}^2$ ), sur le taux et le temps d'injection (cas de référence : 1Mt/an, 20 ans ; jusqu'à 2Mt/an, 34ans). Le modèle couvre une large zone (rayon de 100km) mais reste spécifique au secteur PICOREF du bassin de Paris.

Globalement, les résultats obtenus sont similaires qualitativement à ceux du chapitre 1. Pour le scénario de référence, les perturbations de pressions de 0.1MPa et 0.01MPa atteignent respectivement 18km et 70km tandis que la perturbation de pression ne dépasse pas la couverture à la fin de l'injection.

Si ces modèles permettent d'avoir une meilleure compréhension de l'écoulement et des changements de pression à l'échelle régionale, et également d'obtenir rapidement des résultats, ils présentent toutefois des limites :

- Couches homogènes
- données en nombre restreint sur la porosité, la perméabilité, la compressibilité des pores
- modèle radial avec un seul puits
- Les recherches doivent donc être approfondies pour déterminer le périmètre de protection (AoR) en tenant compte des perturbations de pression entre les injecteurs.

### 2.3.3 Hypothèses et données utilisées pour les modèles construits en référence au Dogger

- Le système est supposé isotherme à  $65^\circ\text{C}$  (température moyenne du Dogger) pour des profondeurs appropriées au stockage du  $\text{CO}_2$ .
- Les conditions initiales de pression sont basées sur celles relevées dans la littérature : 16.6MPa à 1550m de profondeur.
- Comme pour les modèles de bassin (chapitre 1.2.2), l'écoulement régional est négligé puisqu'a priori sa faible vitesse aura peu d'influence sur les résultats.
- Pour les modèles 2D, la structure est plane, le toit du réservoir est à -1550m et l'épaisseur du réservoir est de 154m. Pour les modèles 3D, les variations de profondeur et d'épaisseur sont prises en compte.
- La salinité est fixée à 20g/L dans tout le modèle.
- Puisque les formations du Dogger sont fortement hétérogènes, la variabilité spatiale de perméabilité (verticale et latérale) est prise en compte dans les modèles 2D et 3D en tenant compte des intervalles de valeurs relevés dans la littérature. En revanche, les formations de la Dalle Nacrée, du Comblanchien et de l'Oolithe Blanche ne seront pas explicitement modélisées sous forme de trois formations distinctes.
- Comme pour les modèles conceptuels précédents, dans le scénario de référence des modèles 2D pour l'étude de sensibilité, la porosité sera supposée uniforme et fixée à 12% (compromis entre les différentes sources et différentes formations composant le Dogger). Toutefois, la variabilité spatiale de la porosité sera prise en compte au chapitre 4 et pour les modèles 3D régionaux.
- Dans le cas de référence des modèles 2D, la couverture est supposée imperméable (cas conservatif comme pour les modèles simples du chapitre précédent). En revanche, la sensibilité aux paramètres de la couverture sera étudiée en s'appuyant sur les incertitudes des propriétés des argillites du Callovo-Oxfordien. Les formations du Bajocien ne sont pas considérées dans les modèles 2D. La couverture et le Bajocien sont représentés dans les modèles 3D et ne sont pas imperméables.

- Puisqu’aucune donnée représentative de la compressibilité des pores du Bathonien n’a été relevée, des valeurs basées sur des corrélations, spécifiques aux carbonates, entre compressibilité des pores et porosité, contrainte effective et la pression de confinement sont utilisées. Pour le scénario de référence des modèles, la corrélation de Horne [44] est appliquée puisqu’elle est la valeur la plus proche de la médiane des différentes corrélations. Eventuellement, une valeur par défaut peut être utilisée comme pour les modèles et études précédents ( $4.5 \cdot 10^{-10} \text{ Pa}^{-1}$ ). Cette valeur arbitraire est souvent appliquée sans tenir compte du type de roches (cette valeur, par défaut, se réfère plutôt au grès), de la porosité, ni des contraintes qui vont influencer la compressibilité.
- Les courbes de perméabilité relative et de pression capillaire du modèle de référence des modèles 2D sont basées sur les données expérimentales fournies par Andre et al. [40] pour le Dogger. Ces données sont rarement disponibles. Par conséquent, les résultats obtenus à partir de ces données seront comparés à ceux des modèles de Van-Genuchten-Mualem et Brooks et Corey et à ceux des données d’un aquifère analogue (figure C.2, annexe C)
- La pression maximale admissible peut être calculée à partir de la pression lithostatique, en considérant que la contrainte verticale totale est due au poids des roches au-dessus de la formation d’injection, à partir des données de Vidal-Gilbert et al. [20] soit à 1550m,  $\sigma_v = 37.25 \text{ MPa}$  :
  - Soit en considérant, comme pour d’autres études, qu’elle est égale à 75% de la pression lithostatique. Ce qui donne une  $P_{\text{max}} = 27.9 \text{ MPa}$  et donc  $\Delta P_{\text{max}} = 11.33 \text{ MPa}$ .
  - Soit en considérant que la perturbation de pression maximale est déterminée par la contrainte effective horizontale telle que :  $\sigma'_h = \frac{\nu}{1-\nu} * \sigma'_v$  avec  $\nu$  : coefficient de poisson, qui d’après les données de Rohmer and Seyedi [42], est fixée à 0.285 pour la couverture. Ce qui donne  $\Delta P_{\text{max}} = 8.2 \text{ MPa}$ .
  - Soit en considérant que la pression d’injection maximale peut être déterminée par la contrainte horizontale mineure à partir des rapports initiaux de  $\sigma_h / \sigma_v$ , compris entre 0.6 et 0.8 d’après Vidal-Gilbert et al. [20], Rohmer and Seyedi [42]. En se plaçant dans le cas le plus conservatif (0.6),  $P_{\text{max}} = 22.3 \text{ MPa}$  et donc  $\Delta P_{\text{max}} = 5.75 \text{ MPa}$ .

Ces calculs restent une simple estimation, le calcul de la pression admissible maximum nécessiterait une étude géomécanique précise.
- Définition de la perturbation de pression critique pour l’AoR. D’après Pesquet-Ardisson [39], l’aquifère de l’Albien est considéré comme une ressource stratégique en eau et sert donc, ici, de référence pour le calcul de l’AoR en terme de pression critique. L’estimation a priori de l’AoR à partir de valeurs fixées peut être contestée puisqu’elles varient dans l’espace, d’autant plus suite à l’exploitation de l’Albien (e.g. Contoux et al. [45], Raoult [46]). Néanmoins, en première approche, nous appliquons la formule proposée par Nicot et al. [47], à partir de valeurs fixées de température, pression et salinité du Dogger et de l’Albien (cf. tableau 2.1) pour obtenir un ordre de grandeur de la pression critique. Les valeurs utilisées pour l’Albien sont des approximations à partir des cartes piézométriques et de salinité de Raoult [46], Contoux et al. [45] et des données utilisées par Humez et al. [48]. Les masses volumiques pour les différentes conditions sont calculées via TOUGH2. En réalisant le calcul de la pression critique dans le cas où le fluide remontant le conduit s’équilibre aux conditions de celui-ci (équation 1.16), on obtient une perturbation de pression critique de  $\Delta P = 0.57 \cdot 10^5 \text{ Pa}$

## CHAPITRE 2. CHOIX ET CARACTÉRISTIQUES DES MODÈLES NUMÉRIQUES

TABLE 2.1 – Paramètres pour le calcul approché de la pression critique

Paramètres	Dogger	Albien
Profondeur [m]	1550	600
Température [°C]	65	28
Pression [Pa]	$166 \cdot 10^5$	$68 \cdot 10^5$
Salinité [g/L]	20	0.1
Masse volumique (à T,P de la formation considérée) [ $\text{kg}/\text{m}^3$ ]	999.82	998.8

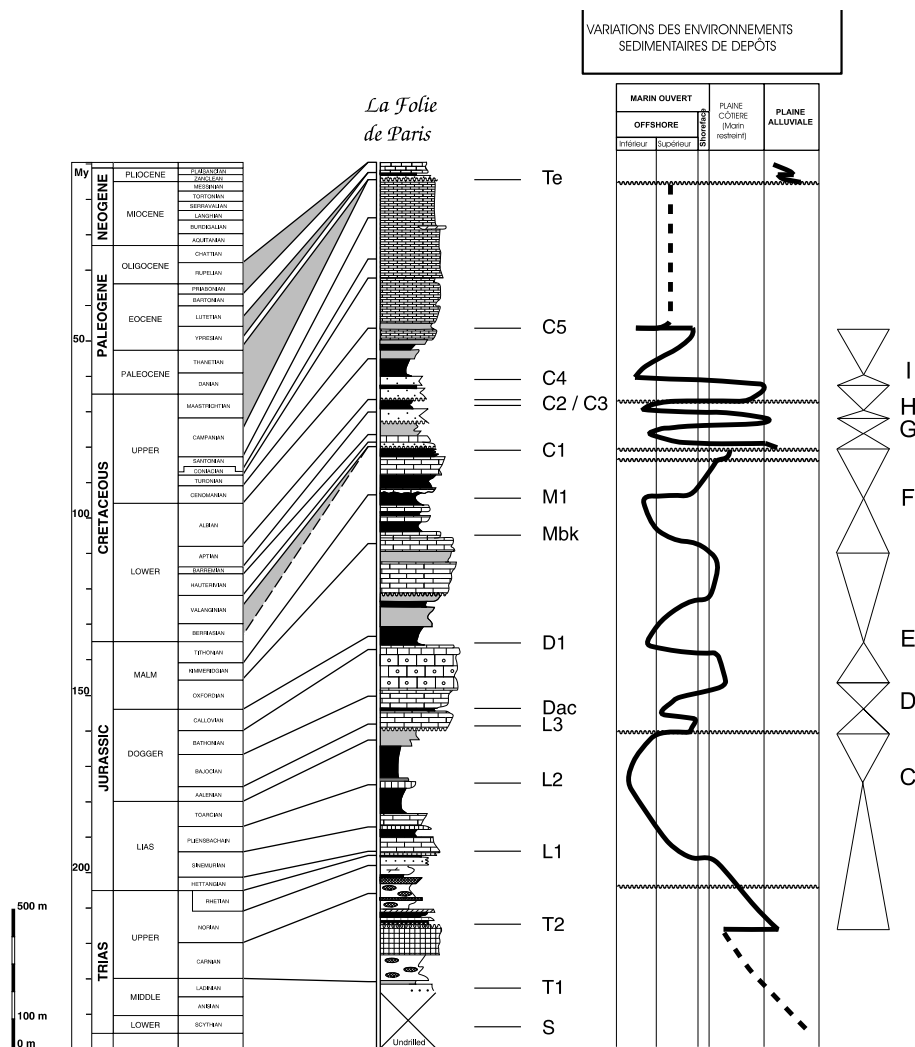


FIGURE 2.3 – Pile sédimentaire du bassin de Paris, échelle des temps géologiques et cycles stratigraphiques d'après Goncalves [16]

## Références Bibliographiques du Chapitre 2

- [1] H. Class, A. Ebigbo, R. Helmig, H. Dahle, J. Nordbotten, M. Celia, P. Audigane, M. Darcis, J. Ennis-King, Y. Fan, B. Flemisch, S. Gasda, M. Jin, S. Krug, D. Labregere, A. Naderi Beni, R. Pawar, A. Sbai, S. Thomas, L. Trenty, and L. Wei. *A benchmark study on problems related to CO<sub>2</sub> storage in geologic formations*, volume 13. July 2009. doi : 10.1007/s10596-009-9146-x.
- [2] K. Pruess, J. Garcia, T. Kavscek, C. Oldenburg, J. Rutqvist, C. Steefel, and T. Xu. Code intercomparison builds confidence in numerical simulation models for geologic disposal of CO<sub>2</sub>. *Energy*, 29(9-10) :1431–1444, 2004.
- [3] K. Pruess, J. Garcia, T. Kavscek, C. Oldenburg, J. Rutqvist, C. Steefel, and T. Xu. Intercomparison of Numerical Simulation Codes for Geological Disposal of CO<sub>2</sub>. Technical report, Earth Sciences Division, Lawrence Berkeley National Laboratory, University of California, Berkeley, California 94720, 2002.
- [4] S. Ghanbari, Y. Al-Zaabi, G.E. Pickup, E. Mackay, F. Gozalpour, and A. Todd. Simulation of CO<sub>2</sub> storage in saline aquifers. *Chemical Engineering Research and Design*, 84(9 A) : 764–775, 2006.
- [5] J. Birkholzer and Q. Zhou. Basin-scale hydrogeologic impacts of CO<sub>2</sub> storage : Capacity and regulatory implications. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 3(6) :745–756, December 2009. ISSN 17505836. doi : 10.1016/j.ijggc.2009.07.002.
- [6] Q. Zhou, J. Birkholzer, E. Mehnert, Y.-F. Lin, and K. Zhang. Modeling basin- and plume-scale processes of CO<sub>2</sub> storage for full-scale deployment. *Ground water*, 48(4) :494–514, 2010. ISSN 1745-6584. doi : 10.1111/j.1745-6584.2009.00657.x.
- [7] H. Yamamoto, K. Zhang, K. Karasaki, A. Marui, H. Uehara, and N. Nishikawa. Numerical investigation concerning the impact of CO<sub>2</sub> geologic storage on regional groundwater flow. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 3(5) :586–599, 2009.
- [8] C. Doughty. Investigation of CO<sub>2</sub> Plume Behavior for a Large-Scale Pilot Test of Geologic Carbon Storage in a Saline Formation. *Transport in Porous Media*, 82(1) :49–76, May 2009. ISSN 0169-3913. doi : 10.1007/s11242-009-9396-z.
- [9] P. Jordan and C. Doughty. Sensitivity of CO<sub>2</sub> migration estimation on reservoir temperature and pressure uncertainty. *Energy Procedia*, 1(1) :2587–2594, February 2009. ISSN 18766102. doi : 10.1016/j.egypro.2009.02.024.
- [10] M. Person, A. Banerjee, J. Rupp, C. Medina, P. Lichtner, C. Gable, R. Pawar, M. Celia, J. McIntosh, and V. Bense. Assessment of basin-scale hydrologic impacts of CO<sub>2</sub> sequestration, Illinois basin. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 4(5) :840–854, September 2010. ISSN 17505836. doi : 10.1016/j.ijggc.2010.04.004.
- [11] R. Juanes, C. MacMinn, and M. Szulczewski. The Footprint of the CO<sub>2</sub> Plume during Carbon Dioxide Storage in Saline Aquifers : Storage Efficiency for Capillary Trapping at the Basin Scale. *Transport In Porous Media*, 82(1) :19–30, 2010. doi : 10.1007/s11242-009-9420-3.

- [12] K.-Y. Kim, W. Han, and T. Kim. Numerical study of pressure evolution from CO<sub>2</sub> injection in saline Aquifers. In *Energy Procedia*, volume 4, pages 4532–4537, 2011.
- [13] S. Mathias, J. Gluyas, G. González Martínez de Miguel, S. Bryant, and D. Wilson. On relative permeability data uncertainty and CO<sub>2</sub> injectivity estimation for brine aquifers. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 12 :200–212, January 2013. ISSN 17505836. doi : 10.1016/j.ijggc.2012.09.017.
- [14] D. Granjeon. *Modelisation Stratigraphique Deterministe : Conception et applications d'un modele diffusif 3D multilithologique*. Géoosciences Rennes, 1997.
- [15] F. Guillocheau, C. Robin, P. Allemand, S. Bourquin, N. Brault, G. Dromart, R. Friedenberg, J.-P. Garcia, J.-M. Gaulier, F. Gaumet, B. Grosdoy, F. Hanot, P. Le Strat, M. Mettraux, T. Nalpas, Prijac C., C. Rigollet, O. Serrano, and G. Grandjean. Meso-Cenozoic geodynamic evolution of the Paris Basin : 3D stratigraphic constraints. *Geodinamica Acta*, 13 : 189–245, 2000.
- [16] J. Goncalves. *Modelisation 3D de l'évolution géologique du bassin de Paris : Implications Diagenétiques et Hydrogéologiques*. PhD thesis, Université Paris VI - Pierre et Marie Curie, 2002.
- [17] J. Gonçalves, S. Violette, C. Robin, D. Bruel, F. Guillocheau, and E. Ledoux. Combining a compaction model with a facies model to reproduce permeability fields at the regional scale. *Physics and Chemistry of the Earth, Parts A/B/C*, 29(1) :17–24, 2004. ISSN 14747065. doi : 10.1016/j.pce.2003.11.009.
- [18] E. Brosse, H. Fabriol, M. Fleury, S. Grataloup, and J.M. Lombard. CO<sub>2</sub> Storage in the Struggle against Climate Change. *Oil Gas Sci. Technol. - Rev. IFP*, 65(3) :369–373, 2010. doi : 10.2516/ogst/2010012.
- [19] É. Brosse, G. Badinier, F. Blanchard, E. Caspard, P.Y. Collin, J. Delmas, C. Dezayes, R. Dreux, a. Dufournet, P. Durst, S. Fillacier, D. Garcia, S. Grataloup, F. Hanot, V. Hasanov, P. Houel, C. Kervévan, M. Lansiard, M. Lescanne, a. Menjoz, M. Monnet, P. Mougín, B. Nedelec, a. Poutrel, X. Rachez, P. Renoux, C. Rigollet, V. Ruffier-Meray, S. Saysset, I. Thinon, A. Thoraval, and S. Vidal-Gilbert. Selection and Characterization of Geological Sites able to Host a Pilot-Scale CO<sub>2</sub> Storage in the Paris Basin ( GéoCarbone -PICOREF). *Oil & Gas Science and Technology Revue de l'Institut Français du Pétrole*, 65(3) :375–403, June 2010. ISSN 1294-4475. doi : 10.2516/ogst/2009085.
- [20] S. Vidal-Gilbert, J.-F. Nauroy, and E. Brosse. 3D geomechanical modelling for CO<sub>2</sub> geological storage in the Dogger carbonates of the Paris Basin. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 3(3) :288–299, 2009. ISSN 1750-5836. doi : DOI:10.1016/j.ijggc.2008.10.004.
- [21] J. Sterpenich, J. Sausse, J. Pironon, A. Gehin, G. Hubert, E. Perfetti, and D. Grgic. Experimental ageing of oolitic limestones under CO<sub>2</sub> storage conditions. Petrographical and chemical evidence. *Chemical Geology*, 265(1-2) :99–112, 2009. ISSN 00092541. doi : 10.1016/j.chemgeo.2009.04.011.

- [22] S. Lopez, V. Hamm, M. Le Brun, L. Schaper, F. Boissier, C. Cotiche, and E. Giuglaris. 40 years of Dogger aquifer management in Ile-de-France, Paris Basin, France. *Geothermics*, 39(4) :339–356, 2010.
- [23] B. Brigaud. *Influence du contexte sédimentaire et de la diagénèse sur les propriétés pétrophysiques du Dogger calcaire de l'Est du Bassin de Paris*. Doctorat en sciences de la terre, Université de Bourgogne - Dijon, 2009.
- [24] Y. Makhloufi. Hétérogénéités pétrophysiques, diagenétiques et sédimentologiques de la formation de l'Oolithe Blanche, aquifère salin profond du bassin de Paris (Jurassique Moyen, Bathonien). Master's thesis, UPMC, Université Pierre et Marie Curie, Paris, 2010.
- [25] J. Delmas, E. Brosse, and P. Houel. Petrophysical Properties of the Middle Jurassic Carbonates in the PICOREF Sector (South Champagne, Paris Basin, France). *Oil Gas Sci. Technol. - Rev. IFP*, 65(3) :405–434, 2010. doi : 10.2516/ogst/2010002.
- [26] G. Rimmelé, V. Barlet-Gouédard, and F. Renard. Evolution of the Petrophysical and Mineralogical Properties of Two Reservoir Rocks Under Thermodynamic Conditions Relevant for CO<sub>2</sub> Geological Storage at 3 km Depth. *Oil & Gas Science and Technology Revue de l'Institut Français du Pétrole*, 65(4) :565–580, November 2009. ISSN 1294-4475. doi : 10.2516/ogst/2009071.
- [27] L. Casteleyn, P. Robion, P. Collin, B. Menendez, C. David, G. Desaubliaux, N. Fernandes, R. Dreux, G. Badiner, E. Brosse, and C. Rigollet. Interrelations of the petrophysical, sedimentological and microstructural properties of the Oolithe Blanche Formation (Bathonian, saline aquifer of the Paris Basin). *SEDIMENTARY GEOLOGY*, 230(3-4) :123–138, October 2010. ISSN 0037-0738. doi : 10.1016/j.sedgeo.2010.07.003.
- [28] L. Casteleyn, P. Robion, C. David, P.-Y. Collin, B. Menéndez, N. Fernandes, G. Desaubliaux, and C. Rigollet. An integrated study of the petrophysical properties of carbonate rocks from the Oolithe Blanche formation in the Paris Basin. *Tectonophysics*, 503(1-2) :18–33, April 2011. ISSN 00401951. doi : 10.1016/j.tecto.2010.09.031.
- [29] K. Zhang and K. Wu, Y. and Pruess. *User's Guide for TOUGH2-MP - A Massively Parallel Version of the TOUGH2 Code*. Number May. Earth Sciences Division, Lawrence Berkeley National Laboratory, 2008.
- [30] C. Enssle, M. Cruchaudet, J. Croisé, and J. Brommundt. Determination of the permeability of the Callovo-Oxfordian clay at the metre to decametre scale. *Physics and Chemistry of the Earth, Parts A/B/C*, 36(17-18) :1669–1678, January 2011. ISSN 14747065. doi : 10.1016/j.pce.2011.07.031.
- [31] A. Poller, C. Enssle, G. Mayer, J. Croisé, and J. Wendling. Repository-Scale Modeling of the Long-Term Hydraulic Perturbation Induced by Gas and Heat Generation in a Geological Repository for High-and Intermediate-Level Radioactive Waste : Methodology and Example of Application. *Transport in Porous Media*, 90(1) :77–94, February 2011. ISSN 0169-3913. doi : 10.1007/s11242-011-9725-x.
- [32] S. Granet and S. Meunier. Numerical Modelling of In-situ Experience of Gas Injection : PGZ1. *Transfert*, pages 1–10, 2012.

- [33] P. Cosenza. Theoretical prediction of poroelastic properties of argillaceous rocks from in situ specific storage coefficient. *Water Resources Research*, 38(10), 2002. ISSN 0043-1397. doi : 10.1029/2001WR001201.
- [34] S. Escoffier, F. Homand, a. Giraud, N. Hoteit, and Kun Su. Under stress permeability determination of the Meuse/Haute-Marne mudstone. *Engineering Geology*, 81(3) :329–340, November 2005. ISSN 00137952. doi : 10.1016/j.enggeo.2005.06.020.
- [35] J. Delay, A. Trouiller, and J.-M. Lavanchy. Propriétés hydrodynamiques du Callovo-Oxfordien dans l’Est du bassin de Paris : comparaison des résultats obtenus selon différentes approches. *Comptes Rendus Geoscience*, 338(12-13) :892–907, October 2006. ISSN 16310713. doi : 10.1016/j.crte.2006.07.009.
- [36] L. Esteban, Y. Géraud, and J. Bouchez. Pore network connectivity anisotropy in Jurassic argillite specimens from eastern Paris Basin (France). *Physics and Chemistry of the Earth*, 32(1-7) :161–169, January 2007. ISSN 14747065. doi : 10.1016/j.pce.2005.11.001.
- [37] P. Boulin, R. Angulo-Jaramillo, J. Daian, J. Talandier, and P. Berne. Pore gas connectivity analysis in Callovo-Oxfordian argillite. *Applied Clay Science*, 42(1-2) :276–283, December 2008. ISSN 01691317. doi : 10.1016/j.clay.2008.01.014.
- [38] D. Jougnot, A. Revil, and P. Leroy. Diffusion of ionic tracers in the Callovo-Oxfordian clay-rock using the Donnan equilibrium model and the formation factor. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 73(10) :2712–2726, May 2009. ISSN 00167037. doi : 10.1016/j.gca.2009.01.035.
- [39] E. Pesquet-Ardisson. Hydrodynamic impact of an industrial-scale operation of CO<sub>2</sub> storage. Management of conflicting interests with other underground space uses. Technical report, 2010.
- [40] L. Andre, P. Audigane, M. Azaroual, and A. Menjoz. Numerical modeling of fluid-rock chemical interactions at the supercritical CO<sub>2</sub>-liquid interface during CO<sub>2</sub> injection into a carbonate reservoir, the Dogger aquifer (Paris Basin, France). *Energy Conversion and Management*, 48(6) :1782–1797, 2007. doi : 10.1016/j.enconman.2007.01.006.
- [41] P. Durst and C. Kervevan. Modelisation 3D couplee chimie-transport de l’injection de CO<sub>2</sub> a l’échelle d’un site pilote en aquifere salin profond (Dogger, Bassin de Paris). Rapport d’avancement RP-55667-FR, BRGM, 2007.
- [42] J. Rohmer and D. Seyedi. Coupled Large Scale Hydromechanical Modelling for Caprock Failure Risk Assessment of CO<sub>2</sub> Storage in Deep Saline Aquifers. *Oil & Gas Science and Technology-revue De L Institut Francais Du Petrole*, 65(3) :503–517, 2010. doi : 10.2516/ogst/2009049.
- [43] J. Birkholzer, Q. Zhou, and C.-F. Tsang. Large-scale impact of CO<sub>2</sub> storage in deep saline aquifers : A sensitivity study on pressure response in stratified systems. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 3(2) :181–194, December 2009. ISSN 1750-5836. doi : DOI:10.1016/j.ijggc.2008.08.002.
- [44] R. Horne. *Modern Well Test Analysis : A computer-aided Approach*. Petroway Inc., 2nd editio edition, 1995.

- [45] C. Contoux, S. Violette, R. Vivona, P. Goblet, and D. Patriarche. How basin model results enable the study of multi-layer aquifer response to pumping : the paris basin, france. *Hydrogeology Journal*, pages 1–13, 2013.
- [46] Y. Raoult. *La nappe de l'Albien dans le bassin de Paris : De nouvelles idées pour de vieilles eaux*. PhD thesis, Université Pierre et Marie Curie, 1999.
- [47] J.-P. Nicot, S. Hovorka, and J.-W. Choi. Investigation of water displacement following large  $\text{CO}_2$  sequestration operations. *Energy Procedia*, 1(1) :4411–4418, 2009.
- [48] P. Humez, P. Audigane, J. Lions, C. Chiaberge, and G. Bellenfant. Modeling of  $\text{CO}_2$  leakage up through an abandoned well from deep saline aquifer to shallow fresh groundwaters. *Transport in Porous Media*, 90(1) :153–181, 2011. ISSN 0169-3913. doi : 10.1007/s11242-011-9801-2.





## **Deuxième partie**

# **Etude de sensibilité de la réponse du système via des modèles 2D**



---

L'étude de sensibilité, incluant la variabilité spatiale des propriétés géologiques, et la validation de méthodes d'"optimisation" (maillage, nombre de réalisation du modèle hétérogène, modélisation des propriétés) nécessiteraient des temps de calcul trop contraignants pour être directement réalisées sur des modèles 3D à l'échelle régionale. Des modèles 2D sont donc utilisés pour une étude de sensibilité préliminaire et optimiser le passage aux modèles 3D.

L'influence des incertitudes géologiques sur la qualité des études prédictives, en s'appuyant sur de multiples réalisations de variabilité spatiale de perméabilité, a été étudiée selon les étapes suivantes :

1. Génération de centaines de réalisations stochastiques représentant les hétérogénéités spatiales de perméabilité par simulation géostatistique non-conditionnelle (moyennes mobiles). Les modèles ont été générés sur un maillage régulier et fin pour décrire les processus diphasiques dans la zone d'injection.
2. Tests de méthodes simples de changement d'échelles sur plusieurs tailles de maillages irréguliers mieux adaptées à la simulation d'écoulement.
3. Comparaison de différentes méthodes de représentation des hétérogénéités : continue, par classes de perméabilité, par couches homogènes latéralement, semi-homogène et homogène.
4. L'étude de sensibilité est ensuite élargie à d'autres paramètres incertains (les propriétés de la couverture, la compressibilité des pores, les perméabilités relatives et la portée horizontale de la perméabilité). Cette étude est réalisée à la fois sur des modèles homogènes et sur l'ensemble des modèles hétérogènes (variabilité spatiale continue). La simulation d'écoulement est donc effectuée sur ces deux types de modèles pour tous les scénarios de l'étude de sensibilité.
5. Sélection de réalisations pour décrire les variations de résultats dues à la variabilité spatiale de perméabilité avec un nombre réduit de réalisations.

Les modèles 2D représentent une section verticale d'un puits horizontal à l'échelle régionale. Malgré leurs limites, ces modèles sont utiles pour décrire finement et comprendre les phénomènes mis en jeu, à l'échelle régionale lors de l'injection du CO<sub>2</sub> tout en réduisant les temps de calcul. A partir des conclusions de l'étude de sensibilité sur les paramètres géologiques et des méthodes de sélection sur les modèles 2D, l'étude sera étendue aux modèles 3D (partie III).

## Présentation des modèles 2D

Les paramètres des modèles 2D sont définis au tableau II-A et détaillés en annexe C. Les valeurs et intervalles d'incertitudes s'inspirent de données rassemblées sur l'aquifère du Dogger pour obtenir des valeurs et des intervalles réalistes. Néanmoins, les modèles 2D construits ne décrivent pas spécifiquement la géologie de l'aquifère du Dogger ; ce sont des modèles conceptuels d'aquifère carbonaté pour tester les méthodologies de changement d'échelle, de modélisation du champ de perméabilité, de sélection de réalisations ainsi que la sensibilité aux valeurs des paramètres géologiques.

Les modèles 2D, d'une extension latérale d'environ 140km, représentent une section verticale (154m de hauteur) d'un réservoir et de son puits horizontal (section du puits de 7m,

TABLE II-A – Paramètres des modèles 2D (cf. annexe C pour plus de détails)

Paramètres	Scénario de référence	Etudes de sensibilité
Profondeur (haut du réservoir)	1550m	-
Epaisseur du réservoir	154m	-
Conditions aux limites latérales	Fermées	-
Pression initiale au toit (hydrostatique)	166 MPa	-
Température (isotherme)	65°C	-
Salinité	20g/L	-
Perméabilité (Variabilité spatiale). Isotrope dans tous les cas	Continue (distribution log-normal, $\sigma_{Log}=1.5$ , moyenne=100mD, médiane=32.5mD)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Par classes,</li> <li>• Par couches,</li> <li>• Homogène (moyenne ou médiane)</li> </ul>
Longueur de corrélation	600m	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 300m,</li> <li>• 1200m</li> </ul>
Porosité	12%	Variabilité spatiale par classes
Compressibilité des pores	$9.65 \cdot 10^{-10} \text{ Pa}^{-1}$	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <math>5.51 \cdot 10^{-10} \text{ Pa}^{-1}</math>,</li> <li>• <math>16.99 \cdot 10^{-10} \text{ Pa}^{-1}</math>,</li> <li>• Variabilité spatiale par classes</li> </ul>
Courbes de perméabilités relatives	Données expérimentales[1]	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Van Genuchten-Mualem &amp; Brooks-Corey,</li> <li>• Nisku aquifer data[2]</li> </ul>
Epaisseur de la couverture	0	158m
Perméabilité de la couverture (homogène)	0	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <math>10^{-19} \text{ m}^2</math>,</li> <li>• <math>10^{-17} \text{ m}^2</math></li> </ul>
Compressibilité des pores de la couverture	0	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <math>3.48 \cdot 10^{-10} \text{ Pa}^{-1}</math>,</li> <li>• <math>3.48 \cdot 10^{-8} \text{ Pa}^{-1}</math></li> </ul>
Taux d'injection du CO <sub>2</sub>	0.185kg/s	-
Equivalent volumétrique calculé pour l'eau	0.239kg/s	-

discrétisation fine pour décrire les phénomènes à proximité du point d'injection). Cette représentation s'inspire du modèle de l'étude comparative de LBNL [3] (annexe A.2), mais ici, les deux côtés du puits sont modélisés puisque l'hypothèse d'axisymétrie n'est pas applicable si la variabilité spatiale du champ de perméabilité est considérée (figure II-1). La large extension latérale du modèle permet de s'affranchir de l'influence des conditions aux limites sur la réponse du système. Même si les perturbations de pression se propagent à des distances pluri-kilométriques de part et d'autre du puits, elles n'atteindront pas les limites latérales du domaine pour la période d'injection étudiée. La réponse en pression ne sera pas perturbée par des conditions aux limites fermées ou par une pression imposée sur les bordures latérales du modèle.

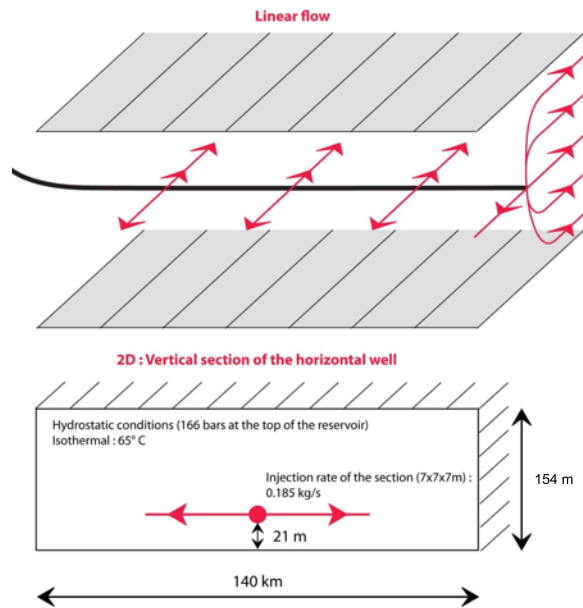


FIGURE II-1 – Modèles 2D représentant la section verticale d’une formation traversée par un puits horizontal. La cellule unitaire mesure 7\*7\*7m.

L’utilisation de ce type de modèles 2D suppose que l’écoulement dans le réservoir soit linéaire et perpendiculaire (latéralement) à la longueur du puits. Cependant, l’injection ou la production à travers un puits horizontal produit différents types de régimes d’écoulement transitoires qui sont fonction de la longueur du puits, de la période de production/injection et des propriétés du réservoir (Horne, 1995 [4] ; Kawecki [5] ; Quintao 1994, [6]).

- Durant la première période (d’injection ou de production), l’écoulement est radial, circulaire dans un plan perpendiculaire à l’axe du puits. Les limites verticales du réservoir (toit et mur) n’ont pas encore influencé l’écoulement. Le type d’écoulement change lorsque les limites verticales du réservoir ou les extrémités du puits ont une influence sensible.
- Si la longueur du puits est relativement grande comparée à l’épaisseur du réservoir (ce qui est fréquent), un régime d’écoulement linéaire peut s’établir. Dans ce cas, les limites verticales influencent l’écoulement. Dans le cas où le puits est proche du mur du réservoir, le régime d’écoulement est semi-radial.
- Enfin, comme la longueur du puits n’est pas infinie, durant la dernière période, l’écoulement est dit pseudo-radial, caractérisé par un écoulement radial dans le plan horizontal du puits. Le rayon d’investigation est alors bien supérieur à la longueur du puits.

Le début de la période d’écoulement pseudo-radial, c’est-à-dire la période limite de la validité des modèles 2D, peut être calculé en fonction des paramètres du réservoir. Différents auteurs ont proposé des méthodes pour calculer l’intervalle de temps de début de période pseudo-radiale avec des erreurs d’estimation pouvant aller jusqu’à 10% [6].

D’après les formules décrites par Quintao (1994, [6], formules de Daviau, Goode, Kuchuk, Odeh et résultats de simulations de Quintao), un début de période d’écoulement pseudo-radial après un an d’injection nécessiterait une longueur de puits comprise entre 1.5km et 6km. La longueur de puits de 6km représenterait aujourd’hui la limite maximale (Okwen et al. [7]) ; la période d’injection étudiée sera donc restreinte à un an. Le taux d’injection imposé à la section

---

de 7m est de 0.185kg/s, par conséquent le taux d'injection du puits est compris entre 1.25 et 5 MtCO<sub>2</sub>/an.

La configuration des modèles 2D permet de prendre en compte les principaux processus d'écoulement et de transport qui peuvent être affectés à la fois par des hétérogénéités locales, verticales (en particulier pour les effets de densité influençant la migration du CO<sub>2</sub>) et par les hétérogénéités latérales. En revanche, cette configuration suppose que les propriétés sont homogènes selon la troisième direction. Si les hétérogénéités dans la troisième direction sont prises en compte, alors on peut envisager que le regroupement des sections de puits selon cette direction figurerait l'influence des hétérogénéités sur la réponse. Mais il est peu probable que chacune de ces sections se comporte de façon indépendante des autres. De plus, l'écoulement linéaire à grande distance du puits est une hypothèse forte pour des milieux hétérogènes, même si le dimensionnement temporel est effectué de manière à approcher la validité de celle-ci.

Ces modèles ne sont donc pas utilisés pour fournir des prévisions précises mais pour donner des indications générales sur le comportement en pression et sur le comportement du panache de CO<sub>2</sub>, lors de l'injection.

La méthode de génération de la variabilité spatiale des champs de perméabilité est définie en annexe B. 200 modèles équiprobables sont construits à partir de cette méthode. Ces 200 modèles seraient suffisants pour balayer la majorité des cas de variabilité spatiale de la perméabilité (pour le modèle géostatistique fixé) avec une stabilisation des résultats entre des lots de 150, 200 et 250 réalisations (les quantiles de 5% à 95% et la moyenne des profils de pression sont similaires, ainsi que les volumes affectés par le CO<sub>2</sub> et son taux de dissolution, cf. annexe D).

## **Méthode d'analyse des résultats des multiples réalisations.**

Les résultats étudiés ici sont principalement la réponse en pression ainsi que la migration du CO<sub>2</sub> puisqu'ils définissent les zones de risques et peuvent être à l'origine des interférences entre puits. Le taux de dissolution est également examiné puisqu'il indique l'efficacité du stockage. Pour les perturbations de pression, on étudie, en particulier, la perturbation au puits, la propagation de perturbation de pression de 0.05MPa, représentative de la pression critique pour définir l'AoR et celle de 1MPa, appropriée dans le cas de problèmes d'interférences entre puits.

Les résultats sont présentés uniquement à un an d'injection, à cause de la limitation due à la configuration du modèle (cf. paragraphe précédent). Par ailleurs, pour une période d'an d'injection, la perturbation est plus étendue que pour des périodes d'injection plus courtes, donc plus pertinente pour étudier l'influence des paramètres géologiques sur l'amplitude et l'extension des perturbations.

Les profils de perturbations de pression sont étudiés en fonction de X (i.e. distance latérale par rapport au puits) puisque, hormis dans la zone proche de l'injection, la pression s'équilibre verticalement, l'écoulement monophasique dépendant principalement du gradient de pression induit par l'injection. Pour la migration du panache, les profils de saturation en gaz, correspondants à la valeur seuil de 0.01, constituent l'enveloppe de panache (le CO<sub>2</sub> sera immobile pour une valeur de saturation inférieure pour tous les scénarios de perméabilités relatives) et sont étudiés en fonction de X et de Z.

D'après les résultats pour deux réalisations de champ de perméabilité (figure II-2), les profils de perturbations de pression et de migration du panache peuvent varier drastiquement

---

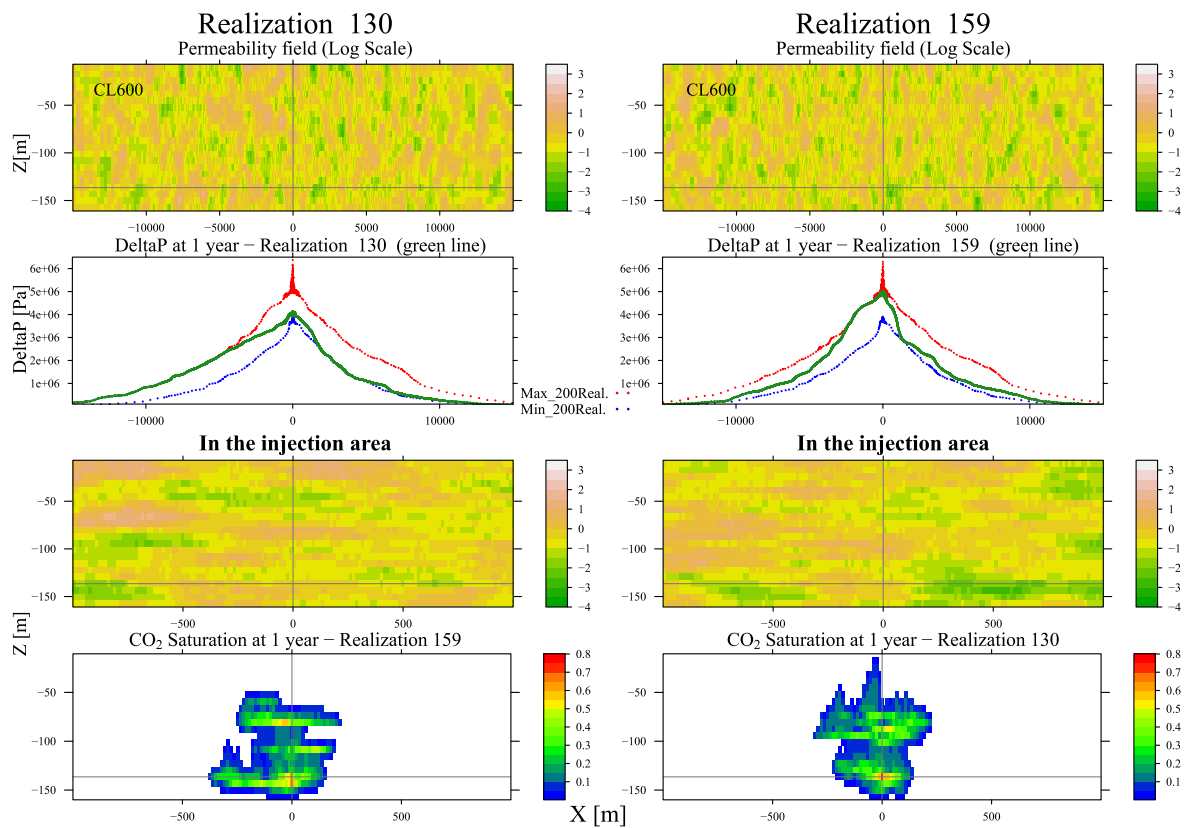
en fonction de la réalisation. De plus, aucune réalisation spécifique ne peut être considérée comme étant la réponse maximale ou minimale des 200 réalisations. Les exemples des réalisations de la figure II-2 montrent qu'une même réalisation peut contribuer, à la fois, à l'enveloppe maximale et à celle minimale des réponses en pression en fonction de la distance au puits.

Pour synthétiser les résultats, la réponse du système à l'injection de CO<sub>2</sub> est analysée à partir des propriétés statistiques des 200 réalisations, en particulier les enveloppes maximales, minimales et le comportement moyen. Ainsi, chacun des scénarios (scénario de référence et les 15 scénarios de sensibilité) est échantillonné 200 fois, donnant une banque de données de 16\*200 profils de pression et 16\*200 profils de migration du panache à un an d'injection. Chaque scénario est caractérisé par la moyenne, le minimum, le maximum et l'écart-type. L'objectif des chapitres suivants est de comprendre la variabilité des résultats en essayant de l'approcher par des méthodes robustes plus rapides, plus grossières.

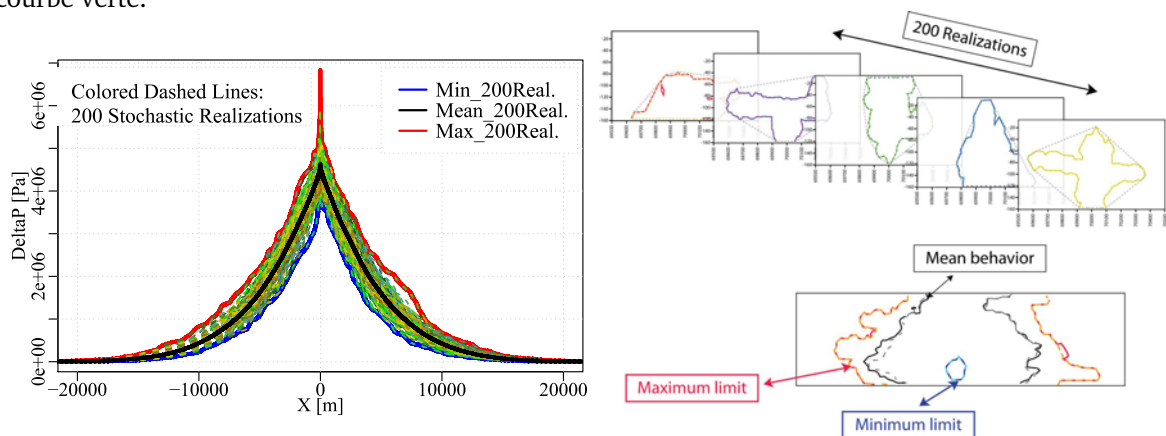
### Références

- [1] L. Andre, P. Audigane, M. Azaroual, and A. Menjot. Numerical modeling of fluid-rock chemical interactions at the supercritical CO<sub>2</sub>-liquid interface during CO<sub>2</sub> injection into a carbonate reservoir, the Dogger aquifer (Paris Basin, France). *Energy Conversion and Management*, 48(6) :1782–1797, 2007. doi : 10.1016/j.enconman.2007.01.006.
- [2] B. Bennion and S. Bachu. Relative Permeability Characteristics for Supercritical CO<sub>2</sub> Displacing Water in the Western Sedimentary Basin. In *Paper SPE 95547, presented at the 2005 SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Dallas, TX, USA, 2005.
- [3] K. Pruess, J. Garcia, T. Kavscek, C. Oldenburg, J. Rutqvist, C. Steefel, and T. Xu. Intercomparison of Numerical Simulation Codes for Geological Disposal of CO<sub>2</sub>. Technical report, Earth Sciences Division, Lawrence Berkeley National Laboratory, University of California, Berkeley, California 94720, 2002.
- [4] R. Horne. *Modern Well Test Analysis : A computer-aided Approach*. Petroway Inc., 2nd edition, 1995.
- [5] M.W. Kawecki. Transient Flow to a Horizontal Water Well. *Ground water*, 38(6) :842–850, 2000.
- [6] L. Quintao. *Nouvelle approche d'essais de puits en puits horizontaux vers une meilleure caractérisation des réservoirs pétroliers*. Sciences appliquées, Université de Paris 06, Paris, FRANCE, 1994.
- [7] R. Okwen, M. Stewart, and J. Cunningham. Effect of Well Orientation (Vertical vs. Horizontal) and Well Length on the Injection of CO<sub>2</sub> in Deep Saline Aquifers. *Transport in Porous Media*, 90(1) :219–232, 2011.





(a) Exemples de deux réalisations équiprobables de variabilité spatiale de perméabilité (multiplicateur (échelle log) de perméabilité  $\times 10^{-13} \text{m}^2$ ) et leurs résultats en pression et en saturation de CO<sub>2</sub> (scénario de référence). L'intersection entre les deux droites noires figure le point d'injection ( $x=0\text{m}$ ,  $z=-136.5\text{m}$ ). Les perturbations de pression pour chacune des réalisations sont représentées par une courbe verte.



(b) Perturbations de pression des 200 réalisations (c) Profils de saturation en gaz ( $S_g=0.01$ ) de plusieurs réalisations et propriétés statistiques des 200 réalisations

FIGURE II-2 – L'analyse des résultats s'appuie sur les propriétés statistiques des profils de pression et de saturation en gaz des 200 réalisations. Les enveloppes maximum et minimum obtenues sur l'ensemble de 200 réalisations sont représentées par une courbe rouge et bleue, respectivement. Le comportement moyen est représenté par une courbe noire.

## Chapitre 3

# Le Changement d'échelle <sup>1</sup>

La variabilité spatiale de la perméabilité est souvent modélisée à partir de méthodes géostatistiques générant des modèles de plusieurs dizaines de milliers à centaines de millions de cellules. Le coût de calcul des simulations d'écoulement nécessite de recourir au changement d'échelle pour obtenir un maillage plus adapté.

Le changement d'échelle (ou upscaling) permet de regrouper dans un bloc plusieurs cellules dont les valeurs de perméabilité ont été simulées. De nombreuses méthodes de changement d'échelle existent pour calculer une propriété à l'échelle du bloc équivalente à celles des cellules regroupées. Ces différentes méthodes cherchent à minimiser le biais et la dispersion entre les résultats de simulation d'écoulement du modèle fin initial et ceux du modèle plus grossier. Les principales méthodes de changement d'échelle et de validation sont décrites en annexe F.

Ce concept permet d'obtenir un nombre adéquat de blocs pour simuler l'écoulement et évaluer les incertitudes liées à la variabilité spatiale des paramètres géologiques. Toutefois, comme souligné par Nordbotten et al. [2], les simplifications nécessaires au passage à des modèles à grande échelle doivent être réalisées avec précaution pour conserver une modélisation correcte des processus non-linéaires associés à l'injection du CO<sub>2</sub> dans les aquifères.

### 3.1 Résolution du maillage et modélisation du stockage de CO<sub>2</sub>

Buscheck et al. [3], Green and Ennis-King [4], Wei and Saaf [5], Sifuentes et al. [6] ont relevé les effets de la résolution des maillages sur les réponses spécifiques liées à l'injection du CO<sub>2</sub>. En revanche, l'influence de la méthode de changement d'échelle sur les performances du stockage ne semble pas avoir été étudiée.

Pour les modèles homogènes de Buscheck et al. [3], la modification de la résolution du maillage n'influe pas sur les résultats (injectivité et temps d'arrivée du CO<sub>2</sub> au puits de production). La résolution du maillage pour le modèle utilisé est donc suffisante et n'induit pas de dispersion numérique.

En revanche, les modèles homogènes de Sifuentes et al. [6] montrent que la résolution du maillage influence les taux de dissolution calculés. Les maillages plus grossiers tendent à sur-estimer la dissolution pour de longues périodes post-injection (>1000 ans) mais sous-estiment le taux de dissolution avant cette période. Ces résultats peuvent sembler contradictoires avec ceux de Green and Ennis-King [4] qui considèrent une surestimation du taux de dissolution

---

1. Sujet présenté à la conférence GHGT-11 à Kyoto, Japon, Novembre 2012, publication Energy Procedia Bouquet et al. [1].

par les maillages plus grossiers pendant la période d'injection. Ces différences s'expliquent en fonction des périodes d'injection ou post-injection étudiées.

Pendant la première période post-injection, un maillage fin permet de représenter précisément les variations spatiales de densité des fluides conduisant à la mise en place de cellules de convection (effets gravitaires) qui amélioreront la dissolution. Pour un maillage plus grossier, les propriétés sont moyennées dans des mailles plus grandes, sous-estimant ces variations de densité et finalement le taux de dissolution.

Pendant la période d'injection ou après que la distribution du CO<sub>2</sub> dissout se soit homogénéisé (i.e. pour Sifuentes, après une période de 1000 ans), les différences de résultats seront majoritairement liées à la dispersion numérique. Dans le cas de maillages plus grossiers, l'équilibre CO<sub>2</sub>-saumure à l'interface entre les fluides est calculé pour un volume plus important de saumure, conduisant à une surestimation de la quantité de CO<sub>2</sub> dissout.

Pour un modèle hétérogène, le raffinement latéral des mailles diminuerait légèrement la migration latérale et améliorerait l'injectivité alors qu'un raffinement vertical augmenterait la migration latérale d'après Wei and Saaf [5] (en l'absence de modification de la perméabilité lors du raffinement des mailles). De la même manière, pour un modèle hétérogène verticalement, dans le cas de forts contrastes verticaux de perméabilité et d'un pendage de la formation, un maillage plus fin à la fois verticalement et latéralement augmente la migration latérale du CO<sub>2</sub> (temps d'arrivée plus court, Buscheck et al. [3]). Par contre, l'injectivité reste peu sensible à la résolution du maillage.

### 3.2 Comparaison de méthodes simples de changement d'échelle appliquées au modèle 2D

Le maillage utilisé est défini en fonction de la complexité des processus qui se produisent dans le réservoir :

- autour du puits, le système est diphasique (CO<sub>2</sub> supercritique et saumure) avec des phénomènes de dissolution du CO<sub>2</sub> dans la saumure, d'évaporation de l'eau, de compétition entre les forces de viscosité et les forces gravitaires qui induisent la migration verticale du CO<sub>2</sub> vers le toit du réservoir (moins dense), et celle de la saumure riche en CO<sub>2</sub> dissout (plus dense) vers le mur du réservoir. Pour être correctement décrits, ces processus, d'écoulement et de transport, nécessitent une discrétisation fine [2, 4], d'autant plus qu'ils pourraient être fortement contraints par les hétérogénéités.
- à distance du puits, le système devient monophasique et se réduit à un problème d'écoulement. L'écoulement sera parallèle aux limites horizontales du domaine (il n'y a plus d'effet gravitaire). Dans ce cas, la discrétisation peut être bien plus grossière et les faibles variations de perméabilité auront probablement un effet négligeable [7].

Cette irrégularité du maillage nécessite l'application de méthode de changement d'échelle sur le modèle de simulation géostatistique. Le changement d'échelle ne s'effectue que dans la direction X en fonction de la distance au puits et de la longueur de corrélation des hétérogénéités. Des mailles fines ou relativement petites sont conservées autour du puits, puis le nombre de cellules regroupées dans les blocs augmente avec la distance au puits, jusqu'à atteindre la taille maximale de blocs équivalente à la longueur de la portée suivant X. Les différents maillages utilisés sont expliqués à la figure 3.1.

Les méthodes de changement d'échelle étudiées ici sont heuristiques (calculs de moyennes). Elles ont fourni des résultats cohérents pour certaines des études précédentes et peuvent être

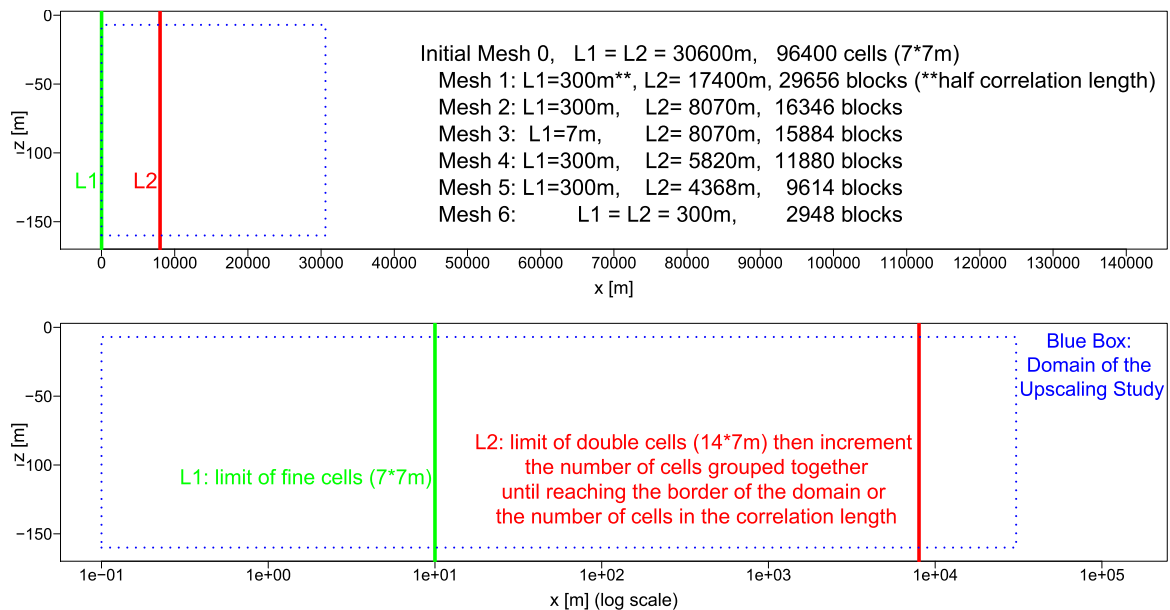


FIGURE 3.1 – Géométrie des différents maillages utilisés pour le changement d'échelle. Le domaine d'étude des modèles 2D est restreint (rectangle bleu) pour la comparaison au modèle fin, initial. Six maillages irréguliers sont examinés, en fonction de nombre de cellules qui restent inchangées (à partir du puits jusqu'à la limite L1), du nombre cellules qui sont regroupées par deux (de L1 à L2) et donc du nombre final de blocs.

rapidement implémentées. Dans le cas où ces méthodes ne seraient pas suffisamment précises, il faudrait alors avoir recours aux méthodes numériques (non locales) (cf. annexe F).

La méthode retenue est celle permettant d'obtenir les résultats les plus proches du modèle fin hétérogène (cf. annexe B pour les détails de la méthode de génération des modèles hétérogènes) tout en réduisant significativement la taille du maillage et donc le temps de calcul<sup>2</sup>.

Pour contrôler la qualité du changement d'échelle, les résultats de simulation sur le modèle fin sont comparés à ceux des modèles après changement d'échelle<sup>3</sup>. Par conséquent le problème a été simplifié :

- l'étude n'est effectuée que sur une moitié restreinte du modèle (figure 3.1). Le logiciel de simulation d'écoulement limite la taille du maillage pour le modèle fin (96400 cellules, 22 selon la direction verticale et 4300 selon X).
- pour limiter les temps de calculs, une seule réalisation du champ de perméabilité est utilisée pour l'étude du changement d'échelle.

Deux hypothèses sont donc posées :

- la symétrie axiale du modèle au niveau du puits. Cette hypothèse n'est pas réellement contraignante pour l'étude du changement d'échelle puisque nous ne cherchons pas à quantifier la prédiction des modèles vis à vis de l'injection de CO<sub>2</sub> mais à caractériser les similarités ou différences entre maillages et modèles de changement d'échelle.

2. cette méthode de changement d'échelle, appliquée aux modèles 2D, n'a pas pu être vérifiée pour des cas réels comme celui de Sleipner ou de Decatur en raison de la configuration des puits (puits verticaux pour les cas réels, horizontal ici).

3. Une vérification de la faible pertinence d'indicateurs statiques de la qualité de changement d'échelle a été effectuée (cf. annexe F)

- la validation du changement d'échelle sur une réalisation pourra être valable pour toute autre réalisation à tirage équiprobable.

Les différentes méthodes de calculs de perméabilité équivalente pour les blocs sont les suivantes :

- la moyenne géométrique des cellules regroupées  $K_g$  (F.4)
- la moyenne arithmétique des cellules regroupées  $K_{ar}$  (F.3)
- la moyenne harmonique des cellules regroupées  $K_{ha}$  (F.3)
- la racine carrée du produit des bornes de Wiener  $K_{sq} = \sqrt{K_{ar} * K_{ha}}$  (F.2)

Elles sont comparées aux calculs de perméabilité effective globale, lorsque le modèle est complètement homogénéisé, une seule valeur de perméabilité étant considérée représentative du milieu. Les perméabilités effectives globales étudiées sont la moyenne (arithmétique,  $K_{ef-A}=100\text{mD}$ ) et la médiane (moyenne géométrique,  $K_{ef-G}=32.4\text{mD}$ ) du champ de perméabilité.

Une homogénéisation intermédiaire est aussi envisagée : calcul de perméabilité équivalente de blocs par moyenne géométrique jusqu'à la limite des cellules regroupées par deux (L2, figure 3.1). Au-delà le modèle est homogène en utilisant l'une des perméabilités effectives globales ( $K_{semief-A}$  et  $K_{semief-G}$ ).

Enfin, la qualité du changement d'échelle sera contrôlée pour différentes longueurs de corrélation (300m, 600m, 1200m). Ce qui permettra de vérifier que le biais induit par le changement d'échelle est inférieur aux variations liées aux incertitudes sur les propriétés géologiques.

### 3.2.1 Champs de perméabilité

La distribution des perméabilités en fonction du maillage et de la méthode de changement d'échelle est conforme aux résultats classiques ([8], [9],[10]). Pour comparer les distributions, les valeurs des perméabilités des maillages plus grossiers ont été projetées sur le maillage initial plus fin.

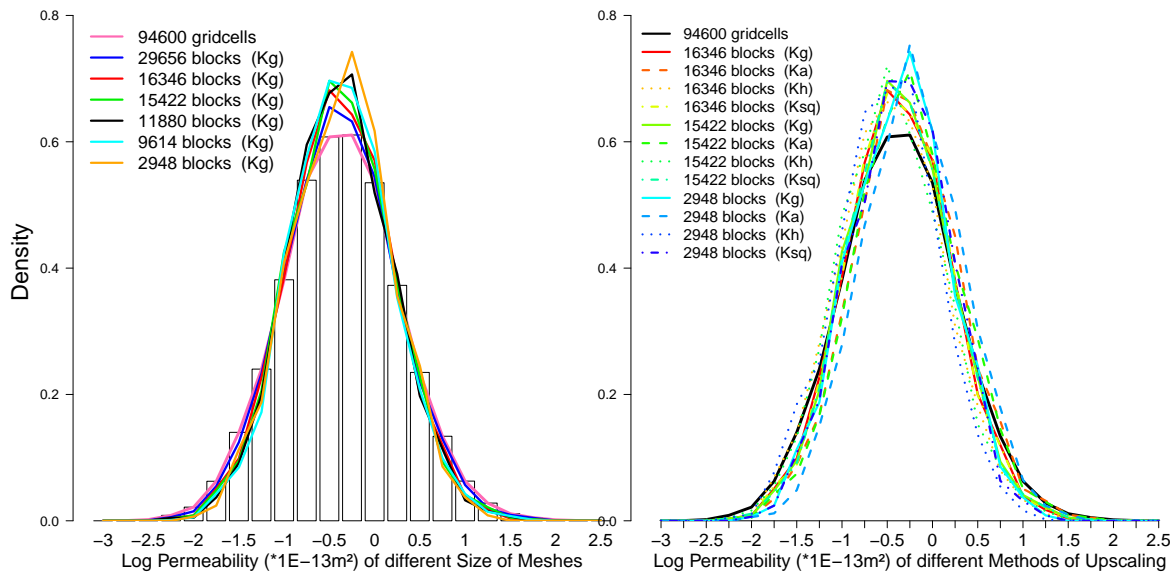


FIGURE 3.2 – Distribution des perméabilités équivalentes calculées en fonction du nombre de mailles (gauche) et de la méthode de changement d'échelle (droite)

- L'augmentation de l'amplitude du changement d'échelle tend à centrer les valeurs de perméabilités en diminuant les valeurs les plus fortes et en augmentant les valeurs les plus faibles (figures 3.2, gauche), i.e. diminution de la dispersion des valeurs.
- Pour chaque maillage, les méthodes par moyenne arithmétique et moyenne harmonique encadrent les valeurs de perméabilités initiales suivant les bornes de Wiener. La moyenne arithmétique donne la distribution la plus proche du modèle initial pour les valeurs maximales, la plus éloignée pour les valeurs minimales et inversement pour la méthode par moyenne harmonique (figures 3.2, droite).

Les méthodes par moyenne géométrique et racine carrée des bornes de Wiener donnent des résultats similaires (notamment parce que dans le cas où seules deux cellules sont regroupées, la perméabilité de bloc est identique). Elles sont encadrées par les moyennes arithmétique et harmonique.

A part pour le maillage 6 (2948 blocs), les distributions des différents modèles restent proches de l'initiale. Seules les valeurs les plus fortes ou les plus faibles sont modifiées par le changement d'échelle mais cela peut s'avérer critique pour la simulation de l'écoulement.

### 3.2.2 Résultats en pression

Pour les modèles homogènes ( $K_{ef-A}$  et  $K_{ef-G}$ ), le changement de maillages n'a quasiment pas d'influence sur les résultats en pression. Pour une même perméabilité effective, les courbes de pression de tous les maillages sont superposées (figure 3.3).

Par contre, pour des modèles hétérogènes, pour une même méthode de changement d'échelle, les courbes de perturbation de pression sont déviées par rapport au modèle initial avec une tendance à surestimer la pression à proximité du puits et à sous estimer la propagation de la perturbation de pression avec l'augmentation de la taille des mailles (figure 3.4). Toutefois, de plus forts écarts sont obtenus en fonction de la méthode d'homogénéisation qu'en fonction du maillage (figures 3.5 et 3.4).

Les résultats étant identiques dans les cas homogènes quel que soit le maillage, les différences entre les modèles hétérogènes ne sont pas dues à un effet de dispersion numérique mais dépendent de l'étendue de l'homogénéisation et des valeurs calculées. En outre, la méthode de calcul de perméabilité a ici un rôle prépondérant sur la qualité du changement d'échelle, car des différences plus importantes entre méthodes de calculs de perméabilité par rapport à celles entre maillages ont été remarquées (cf. comparaison des résultats par moyennes géométriques vs. harmoniques pour les maillages 3 et 6). Par conséquent, la qualité du changement d'échelle dépendrait principalement de la méthode de calcul des perméabilités pour nos modèles.

De Lucia et al. (2008, [12]) concluaient à l'influence prépondérante de la dimension de la zone d'homogénéisation par rapport à celle de la technique de changement d'échelle. Toutefois, les conclusions sur le changement d'échelle dépendent des méthodes qui sont comparées, des tailles de modèles envisagées (méthodes de renormalisation et facteur de changement d'échelle de 0.06 et 0.015 pour De Lucia et al.) et aussi de la méthode de calcul (différences finies vs. éléments finis).

### CHAPITRE 3. LE CHANGEMENT D'ÉCHELLE

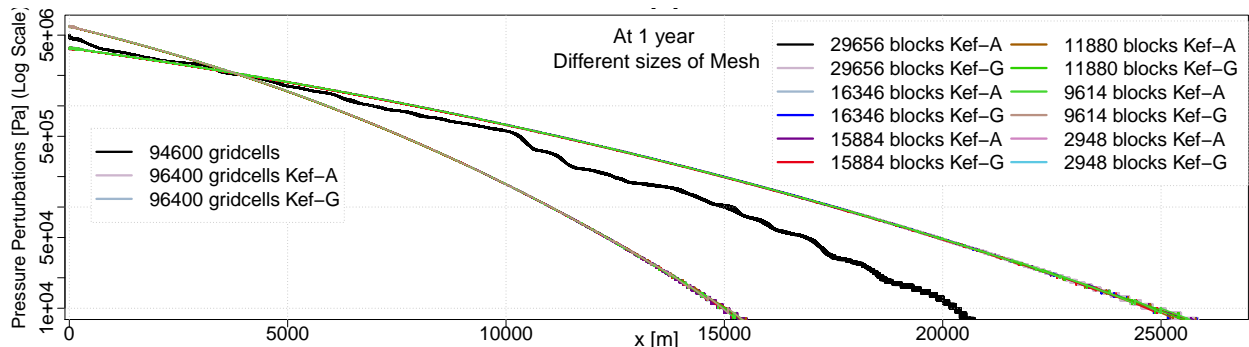


FIGURE 3.3 – Résultats de perturbations de pression après un an d'injection, modèles homogènes, différentes tailles de maillage. Le résultat du maillage initial est le profil de pression noir encadré par ceux des modèles homogènes.

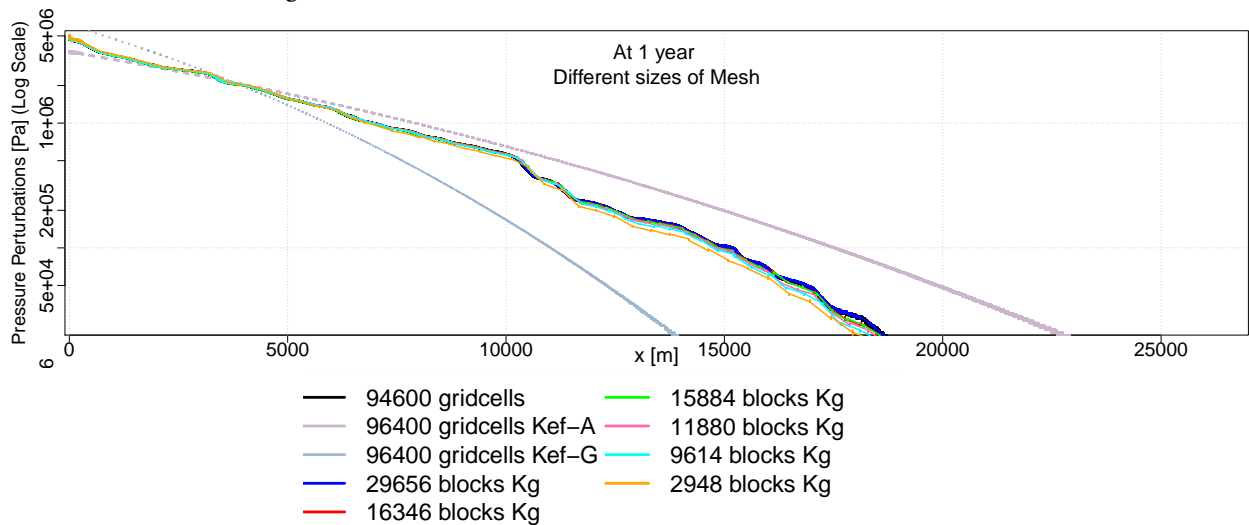


FIGURE 3.4 – Résultats de perturbations de pression après un an d'injection, modèles hétérogènes, différentes tailles de maillage (calcul de perméabilité de blocs par moyenne géométrique).

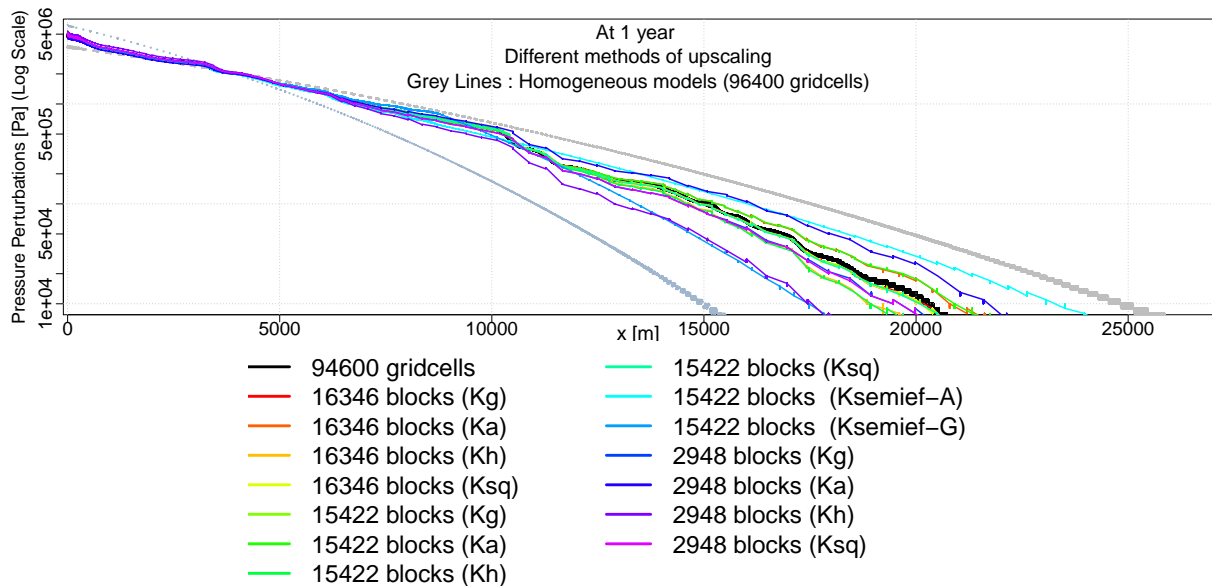


FIGURE 3.5 – Résultats de perturbations de pression après un an d'injection, différentes méthodes de calculs de perméabilité de blocs équivalente.

Par rapport au modèle fin initial, les écarts les plus significatifs sont rencontrés pour les modèles complètement homogénéisés ( $K_{ef-A}$  et  $K_{ef-G}$ ) avec une différence de plus de 1MPa au puits, une surestimation de la propagation de la pression par  $K_{ef-A}$  (+4.5km, +4km pour une perturbation de pression de 0.05MPa, 0.1MPa respectivement) et une sous-estimation pour  $K_{ef-G}$  (-3 et -2.5km). Les déviations des modèles homogènes peuvent être supérieures d'un facteur 10 à celles des modèles hétérogènes plus grossiers.

Si la perte de précision est importante lorsque les domaines sont entièrement homogénéisés, le comportement en pression du milieu hétérogène semble être encadré par celui des deux modèles homogènes. Les modèles homogènes pourraient alors borner les prévisions en pression. Toutefois, cette remarque n'est valide que pour cette réalisation.

Les modèles semi-homogènes ( $K_{semief-A}$  et  $K_{semief-G}$ ), permettent de mieux estimer le comportement au puits que les modèles homogènes. Au puits, leurs résultats sont proches de ceux des modèles hétérogènes  $K_g$  et la différence avec le modèle initial est négligeable (inférieur à 0.1MPa, figure 3.6, tableau F.1).

Par contre, les écarts de propagation de pression des modèles ( $K_{semief-A}$  et  $K_{semief-G}$ ) pour un même maillage, peuvent être significatifs. Les écarts sont supérieurs à ceux des maillages plus grossiers des modèles  $K_g$ , de l'ordre du kilomètre pour des perturbations de 0.05MPa, 0.1MPa, soit un biais qui peut dépasser celui du modèle le plus grossier quelle que soit la technique de calcul de perméabilités équivalentes (figure 3.6, tableau F.2).

Le changement d'échelle, peu étendu, à proximité du puits (regroupement de cellules par deux, comparaison des maillages 2 : 16346 blocs et 3 : 15422 blocs) ne modifie pas significativement la réponse en pression (figure 3.6, tableaux F.1, F.2).

Pour un maillage fixé, les comportements en pression du modèle fin et des modèles  $K_g$  et  $K_{sq}$  sont encadrés par les modèles  $K_a$  et  $K_h$  comme pour la distribution de perméabilité (figure 3.5). Au puits, les modèles  $K_a$  sous-estiment l'augmentation de pression et inversement pour  $K_h$ , ce qui est cohérent avec leur influence sur la valeur de la perméabilité. Au contraire, les modèles  $K_a$  sur-estiment la propagation de pression et inversement pour  $K_h$ . A l'exception du maillage 6 (2948 blocs), le biais pour le pic de pression reste faible (inférieur à 0.1MPa) quelle que soit la méthode de moyenne (figure 3.6). La méthode donnant l'erreur la plus faible au puits est la moyenne géométrique quel que soit le maillage.

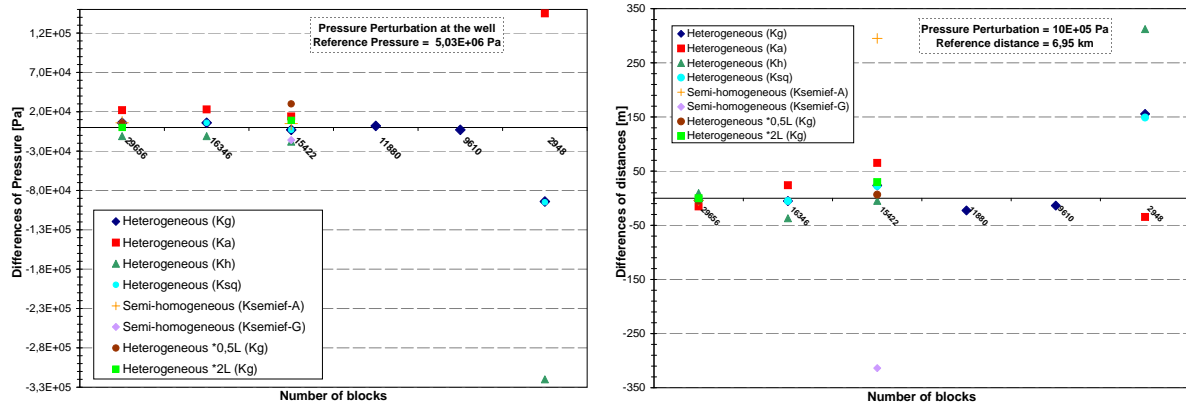
Ces résultats sont cohérents avec ceux en termes de flux de Li et al. (2011, [11]). Ils obtiennent une sous-estimation du flux (à travers les interfaces des blocs) par  $K_h$ , une surestimation par  $K_a$  alors que de meilleurs résultats ont été obtenus avec la perméabilité géométrique malgré un biais négatif<sup>4</sup>.

Ici, le calcul des perméabilités équivalentes par  $K_g$  (moyenne géométrique), pour une taille de maillage fixée, ne donne pas toujours les erreurs de distances de propagations les plus faibles mais sur l'ensemble du domaine, elles donnent la meilleure estimation de la perturbation de pression. Pour certaines valeurs relevées, de meilleurs résultats sont obtenus avec la moyenne géométrique sur un maillage plus grossier comparé à un maillage plus fin en utilisant  $K_a$  ou  $K_h$ .

Les erreurs obtenues sont considérées comme négligeables si elles restent inférieures à la taille d'un bloc du modèle à la distance du puits étudié. Le maillage le plus grossier qui vérifie ce critère est le maillage 3 dans le cas d'un changement d'échelle par moyenne géométrique. Les autres méthodes donnent des écarts de la propagation plus importants.

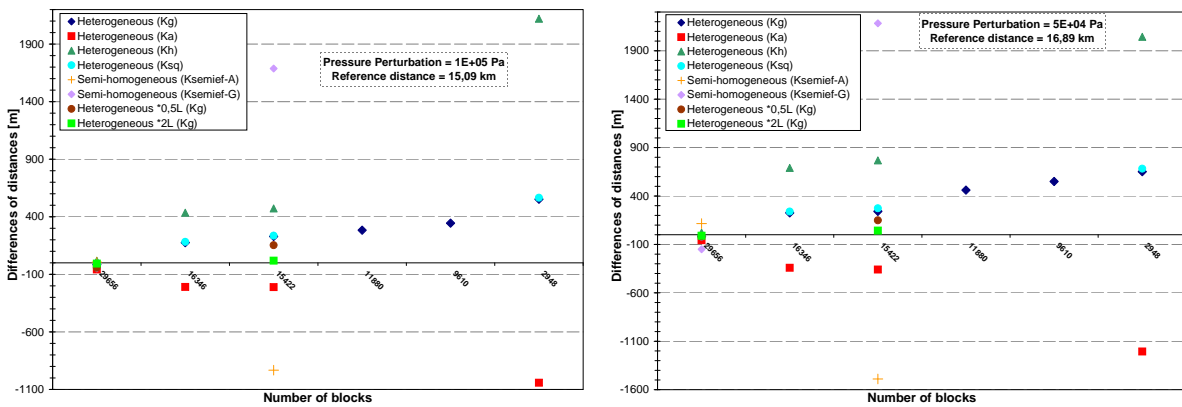
4. la méthode optimale de l'étude Li et al. n'est pas la moyenne géométrique mais utilise des méthodes numé-





(a) Différences de perturbations de pression au puits

(b) Différences de distance de propagation de la perturbation de pression égale à 1 MPa



(c) Différences de distance de propagation de la perturbation de pression égale à 0.1 MPa

(d) Différences de distance de propagation de la perturbation de pression égale à 0.05 MPa

FIGURE 3.6 – Biases de la réponse en pression des modèles upscalés après un an d'injection (valeurs détaillées aux tableaux F.1, F.2 de l'annexe F). Les écarts sont mesurés par rapport au maillage fin avec la longueur de corrélation correspondante

En faisant varier la longueur de corrélation des hétérogénéités de 1200m, 600m (cas de référence) et 300m (figure 3.7), on constate que :

- D'une part, en comparant les modèles fins, l'augmentation de la longueur de corrélation tend à diminuer le pic de pression (différence de 0.45MPa), à augmenter la propagation de la perturbation de pression ( $\approx 370$  et  $500\text{m}$  respectivement pour  $0.05\text{MPa}$  et  $0.1\text{MPa}$ ) et inversement pour une diminution de la longueur de corrélation (différences de 0.45MPa, de  $\approx 900$  et  $700\text{m}$  pour  $0.05\text{MPa}$  et  $0.1\text{MPa}$ ). Ces variations sont bien plus importantes que les écarts entre maillages 1,2,3,4 par moyenne géométrique.
- D'autre part, la modification de la longueur de la corrélation des hétérogénéités ne donne pas lieu à une règle générale en cas de changement d'échelle. Par exemple, les écarts de propagation entre maillages après changement d'échelle avec une longueur de corrélation de 300m ou entre maillages avec une longueur de corrélation de 1200m ne sont pas nécessairement plus importantes qu'avec une longueur de corrélation de 600m, ce qui ne permet pas de dégager de tendances générales en fonction de la longueur de corrélation.

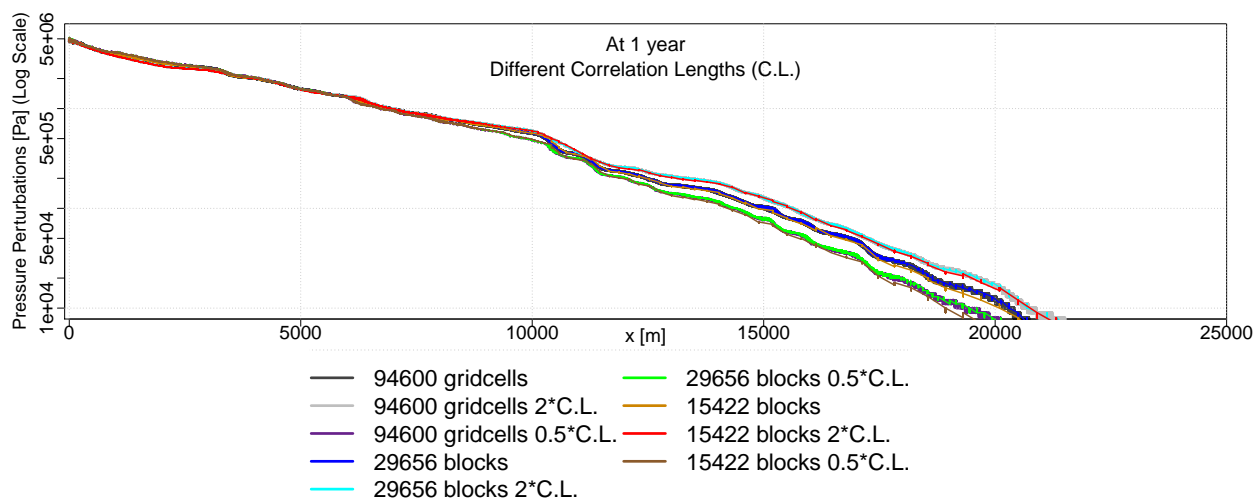


FIGURE 3.7 – Résultats de perturbations de pression après un an d'injection pour différentes longueurs de corrélations (1200m :2\*C.L., 300m :0,5\*C.L.) et différentes tailles de maillages.

Enfin, la variation de la longueur de corrélation ne modifie pas les conclusions précédentes sur le changement d'échelle. Les variations de biais au puits pour des maillages grossiers de différentes longueurs de corrélations sont proportionnelles à la variation entre modèles fins de différentes longueurs de corrélations.

### 3.2.3 Résultats en terme de migration et de dissolution du CO<sub>2</sub>

La migration du panache varie peu en fonction du maillage, ou de la méthode de changement d'échelle employée (figures 3.8 et tableau F.3). L'extension latérale n'est influencée que par le changement de taille de maille dans la zone diphasique et les écarts sont nuls ou faibles (tableau F.3) car la taille des mailles dans cette zone est identique ou juste doublée (peu ou pas de modification de la valeur de la perméabilité). Il n'y a pas de différences à un an pour la migration verticale maximum : le panache atteint le toit du réservoir pour tous les modèles, sauf lorsque la longueur de corrélation est réduite mais cette différence est conservée avec le changement d'échelle.

Pour un même maillage, les variations de migrations sont plus importantes lorsque la longueur de corrélation est modifiée ou lorsque le modèle est complètement homogénéisé (cf. chapitres suivants où les différences entre ces modèles sont détaillées).

Les résultats pour le taux de dissolution sont à la fois sensibles à la technique d'upscaling employée et à la taille des cellules proches du puits (pas de variations dans les cas semi-homogènes), mais restent négligeables pour cette étude (inférieures à environ 1%). Seules des écarts importants sont relevés entre les modèles hétérogènes et homogènes (tableau F.3).

## 3.3 Conclusion sur l'efficacité et la validité du changement d'échelle

La résolution du maillage pour les modèles évalués n'induit pas de dispersion numérique. Les résultats sont affectés essentiellement par la méthode de calcul de perméabilité équivalente, et cela d'autant plus que le zone homogénéisée est étendue. En considérant que le méthode est

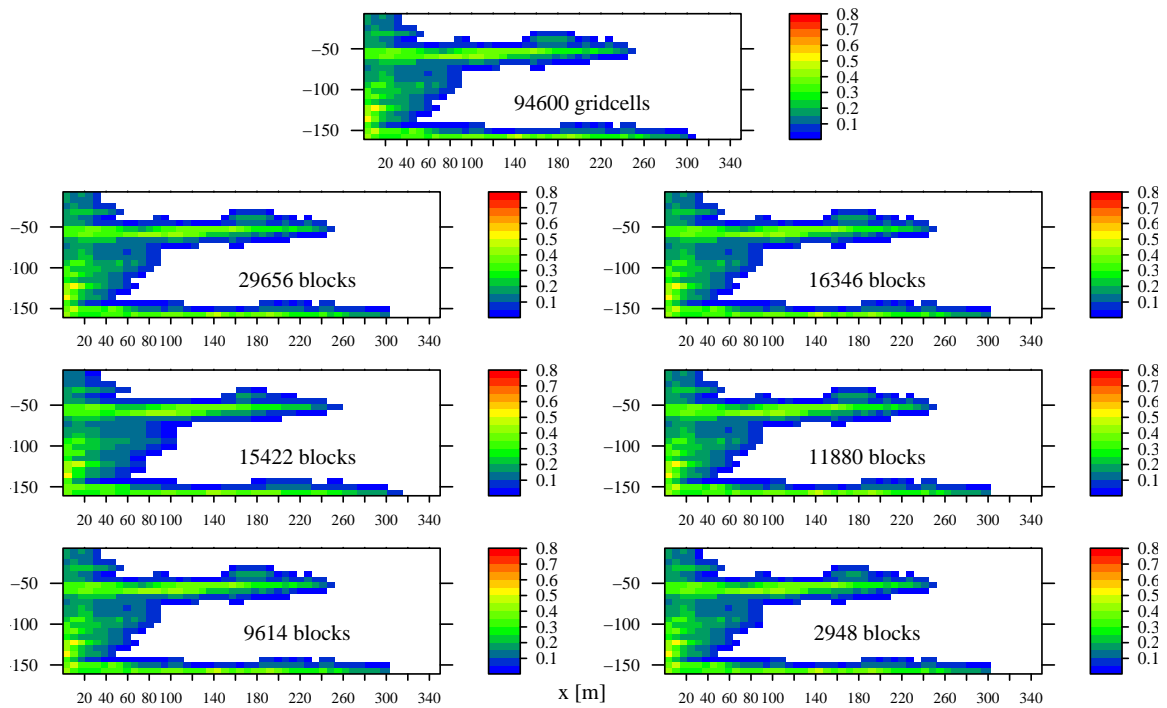


FIGURE 3.8 – Saturation en  $\text{CO}_2$  après un an d'injection pour différentes tailles de maillage (calcul des perméabilités équivalentes par moyenne géométrique).

optimale si l'amplitude du changement d'échelle est maximale tout en minimisant l'erreur des résultats de simulation d'écoulement, alors le modèle de changement d'échelle optimal serait celui par moyenne géométrique, de 15422 blocs (maillage 3). Avec ce modèle, comparé au modèle initial :

- le temps de calcul d'une simulation est divisé par 10 environ (figure 3.9).
- la technique de changement d'échelle du modèle permet de minimiser l'erreur d'évaluation de la perturbation de pression sur tout le domaine.
- la résolution du maillage permet de conserver des erreurs négligeables par rapport à la taille des blocs et aux ordres de grandeur des résultats de propagation de la perturbation de pression ainsi que de migration du panache.

A priori le changement d'échelle étant effectué uniquement dans la direction latérale, la création de mailles aplaties dans cette direction devrait donner lieu à un calcul d'anisotropie (les perméabilités dans les directions X et Z ne devraient pas être équivalentes). Néanmoins, ici l'approximation par un scalaire a pu être validée empiriquement. Une des raisons pour cette approximation est qu'au delà de la zone influencée par le transport et l'écoulement diphasique, l'écoulement de la saumure est lent, majoritairement plan, contraint par le gradient de pression latéral depuis le point d'injection ; un équilibre vertical de pression est observé et donc les résultats en pression seraient peu sensibles ici à l'anisotropie géométrique.

Les résultats de simulations des modèles homogènes et semi-homogènes induisent une trop forte perte de précision comparée au temps de simulation gagné (figure 3.9). Si le temps de simulation, critère de décision, est fixé, il est préférable d'utiliser un maillage plus grossier mais hétérogène sur tout le domaine.

La méthode de changement d'échelle retenue reste valide même si la portée de la variabilité spatiale est modifiée puisque le changement d'échelle conserve les différences liées aux

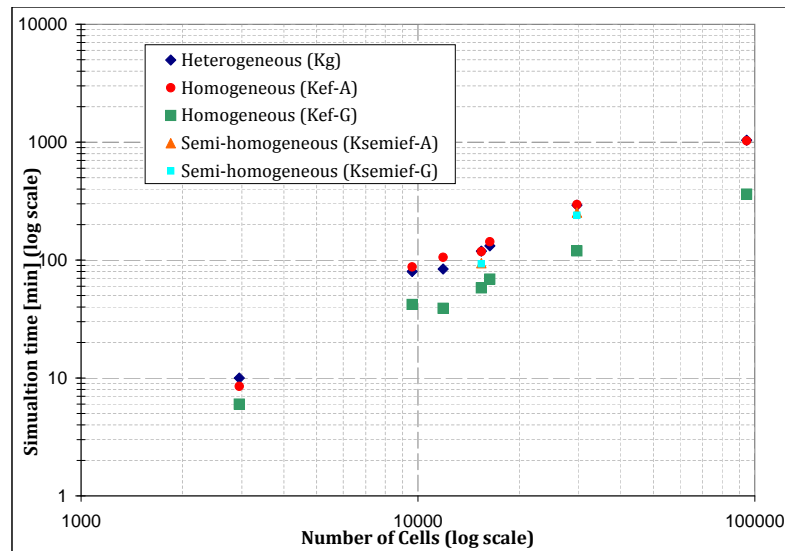


FIGURE 3.9 – Temps de calcul des simulations en fonction du nombre de mailles et du changement d'échelle

variations de portée. De plus, les incertitudes liées à la longueur de corrélation des hétérogénéités sont plus importantes que les incertitudes liées à la taille du maillage et à la méthode de changement d'échelle.

D'autres méthodes que la moyenne géométrique fourniraient des résultats plus précis comme l'ont montré [13], [14], [11], [15]. Toutefois, les erreurs observées ici sont négligeables pour un temps de simulation raisonnablement réduit. Les autres méthodes, plus précises mais nécessitant pour certaines des simulations numériques, n'ont donc pas été jugées nécessaires.

### Références Bibliographiques du Chapitre 3

- [1] S. Bouquet, D. Bruel, and C. de Fouquet. Influence of Heterogeneities and Upscaling on CO<sub>2</sub> Storage Prediction at Large Scale in Deep Saline Aquifer . *Energy Procedia*, 37(0) : 4445 – 4456, 2013. ISSN 1876-6102. doi : <http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2013.06.349>.
- [2] J.M. Nordbotten, B. Flemisch, S.E. Gasda, H.M. Nilsen, Y. Fan, G.E. Pickup, B. Wiese, M.a. Celia, H.K. Dahle, G.T. Eigestad, and K. Pruess. Uncertainties in practical simulation of CO<sub>2</sub> storage. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 9 :234–242, July 2012. ISSN 17505836. doi : [10.1016/j.ijggc.2012.03.007](https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2012.03.007).
- [3] T.. Buscheck, Y. Sun, M. Chen, Y. Hao, T. Wolery, W. Bourcier, Be. Court, M.. Celia, S. Julio Friedmann, and R. Aines. Active CO<sub>2</sub> reservoir management for carbon storage : Analysis of operational strategies to relieve pressure buildup and improve injectivity. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 6 :230–245, January 2012. ISSN 17505836. doi : [10.1016/j.ijggc.2011.11.007](https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2011.11.007).
- [4] C. Green and J. Ennis-King. Spatial grid correction for short-term numerical simulation

- results of carbon dioxide dissolution in saline aquifers. *Computational Geosciences*, 16(4) :1153–1161, August 2012. ISSN 1420-0597. doi : 10.1007/s10596-012-9309-z.
- [5] L. Wei and F. Saaf. Estimate CO<sub>2</sub> storage capacity of the Johansen formation : numerical investigations beyond the benchmarking exercise. *Computational Geosciences*, 13(4) : 451–467, March 2009. ISSN 1420-0597. doi : 10.1007/s10596-008-9122-x.
- [6] W. Sifuentes, M. Blunt, and M. Giddins. SPE 123582 Modeling CO<sub>2</sub> Storage in Aquifers : Assessing the Key Contributors to Uncertainty. *Water*, 2009.
- [7] Gh. de Marsily, J. Goncalves, F. Delay, P. Renard, V. Teles, and S. Violette. Dealing with spatial heterogeneity. *Hydrogeology Journal*, 13(1) :161–183, February 2005. ISSN 1431-2174. doi : 10.1007/s10040-004-0432-3.
- [8] P. Renard and G. Marsily. Calculating equivalent permeability : a review. *Advances in Water Resources*, 20(5-6) :253–278, 1997.
- [9] C. Preux. Study of evaluation criteria for reservoir upscaling. In *Society of Petroleum Engineers - 73rd European Association of Geoscientists and Engineers Conference and Exhibition 2011 - Incorporating SPE EUROPEC 2011*, volume 6, pages 4395–4399, 2011.
- [10] Q. Dasheng and H. Tim. Quantitative Evaluation of Information Loss in Reservoir Upscaling. *Proceedings of SPE Asia Pacific Conference on Integrated Modelling for Asset Management*, March 2004. doi : 10.2118/87035-MS.
- [11] L. Li, H. Zhou, and J. Gomez-Hernandez. A comparative study of three-dimensional hydraulic conductivity upscaling at the macro-dispersion experiment (MADE) site, Columbus Air Force Base, Mississippi (USA). *Journal of Hydrology*, 404(3-4) :278–293, 2011.
- [12] M. De Lucia, C. de Fouquet, V. Lagneau, and R. Bruno. Calcul de la transmissivité de bloc en maillage irrégulier pour un écoulement monophasique : une étude de sensibilité. *Note technique NT090514VL, Mines ParisTech*, pages 1–15, 2009.
- [13] P. Renard, G. Le Loc'h, E. Ledoux, G. Marsily, and R. Mackay. A fast algorithm for the estimation of the equivalent hydraulic conductivity of heterogeneous media. *Water Resources Research*, 36(12) :3567–3580, 2000.
- [14] S. Vakili-Ghahani and J. Jansen. Control-Relevant Upscaling. *SPE Journal*, (June), 2010.
- [15] I. Muha, S. Stichel, S. Attinger, and G. Wittum. Coarse graining on arbitrary grids. *Multiscale Modeling and Simulation*, 8(4) :1368–1382, 2010.

## Chapitre 4

# Incertitudes liées à la variabilité spatiale des paramètres géologiques

La variabilité spatiale des propriétés des roches induit des variations d'estimations de capacité de plusieurs ordres de grandeurs (Keating et al. [1]), mais la représentation de cette variabilité est problématique car les données géologiques sont généralement peu abondantes à cause du coût de la caractérisation du sous-sol (Nordbotten et al. [2]).

Alors que la caractérisation des paramètres géologiques est le plus souvent limitée, comment les représenter spatialement, à l'échelle régionale, pour reproduire leur influence sur la réponse du système ?

de Marsily et al. [3] traitent ce problème dans le cadre d'études hydrogéologiques et en s'appuyant sur les avancées faites pour l'exploitation des ressources pétrolières ou minérales. Ils comparent les méthodes de modélisation des hétérogénéités et leur efficacité en fonction du domaine d'application, depuis la définition de perméabilité équivalente (prise de moyenne), à la description des variations spatiales des propriétés par des modèles géostatistiques, de façon continue ou discontinue (modèles booléens, simulations d'indicatrices, gaussiennes seuillées [4, 5], etc), ou par des modèles génétiques qui reproduisent les processus de dépôt et de formation des roches.

Le choix de la méthode de description des hétérogénéités dépend de l'échelle à laquelle le problème est étudié, du type de processus à caractériser, de la réponse à étudier et enfin du coût de l'acquisition des données.

Les problèmes de transport nécessitent de caractériser plus finement les hétérogénéités que les problèmes d'écoulement, car les connectivités y jouent un rôle plus important. Les propriétés moyennées par les tests de puits en fonction des hétérogénéités peuvent être suffisantes pour les problèmes d'écoulement mais pas pour les problèmes de transport. Les problèmes diphasiques requièrent également une description fine des hétérogénéités. A l'échelle régionale ou du bassin, l'écoulement et le transport seront moyennés en traversant des ensembles hétérogènes. Néanmoins, la représentation des connectivités est importante pour les prédictions d'écoulement et de transport.

Le type de réponse étudiée est aussi un critère pour le choix de modélisation ; par exemple, si un taux de transfert de contaminant doit être estimé, des propriétés moyennes peuvent suffire alors que l'évaluation d'une concentration maximale de contaminants nécessitera une description détaillée des hétérogénéités.

Peut-on ignorer, même partiellement, la variabilité spatiale des propriétés des roches dans

le cadre du stockage de CO<sub>2</sub> ?

Pour l'étude du stockage géologique de CO<sub>2</sub>, les phénomènes à la fois de transport et d'écoulement doivent être caractérisés. Pour les risques de fuites de CO<sub>2</sub> et la capacité du stockage, il faut caractériser la migration du CO<sub>2</sub>, sa dissolution et vérifier que la pression au puits n'atteigne pas la pression de fracturation. Pour les risques de fuites des fluides en place et ceux d'interférences qui limiteraient la capacité globale des aquifères, il faut caractériser la propagation des perturbations de pression, notamment pour définir la zone de surveillance qui est fonction de la propagation de pression critique.

Les processus de transport et d'écoulement multiphasique se produisent essentiellement dans la zone d'injection ce qui justifierait la représentation de la variabilité spatiale uniquement dans cette zone. Toutefois, les méthodes moyennant les propriétés des roches dans les zones où seuls les phénomènes d'écoulement se produisent, ne sont pas nécessairement appropriées pour le cas du stockage de CO<sub>2</sub>. Pour une étude de risques, il convient de ne pas s'appuyer sur un résultat moyenné. De multiples réalisations du modèle géologique seraient nécessaires pour fournir une estimation de l'incertitude. D'où l'importance de vérifier si des modèles simplifiés en terme d'hétérogénéités permettent d'approcher les scénarios maximums de propagation de pression et de migration du panache.

Le cas du projet Snohvit (chapitre 1, paragraphe 1.2.1) illustre remarquablement les conséquences critiques sur les prévisions d'injectivité du manque de connaissance sur les hétérogénéités et de précision des modèles sur d'éventuelles faibles connectivités au sein de l'aquifère.

Les études d'injection de CO<sub>2</sub> à l'échelle du bassin, décrites au chapitre 1, supposent généralement que l'influence de la variabilité latérale des propriétés pétrophysiques est négligeable pour évaluer la réponse du système. Les systèmes sont pour la plupart représentés sous forme de systèmes multicouches, soit au sein de l'aquifère (Zhou et al. [6], Yamamoto et al. [7], Zhao et al. [8], Birkholzer et al. [9]), soit pour un système alternant aquifères/aquitards (Birkholzer et al. [10], pour les modèles du Dogger : Rohmer and Seyedi [11], Pesquet-Ardisson [12]).

Mais, en réalité, les aquifères ne sont ni verticalement, ni latéralement homogènes. Par exemple, pour l'étude de Zhao et al. [8], bien que les études géologiques préliminaires de la formation montrent de fortes hétérogénéités, la perméabilité est approchée par une perméabilité moyenne, uniforme pour chacune des deux principales unités de la formation d'injection.

Pour l'étude de Birkholzer et al. [13], les modèles sont représentés en alternant des couches continues de sable et d'argile ; or dans l'étude de Doughty [14], en s'appuyant sur les données géologiques du même bassin (Southern San Joaquin Valley) mais à l'échelle de la zone d'injection, ces alternances de sables et d'argiles sont représentées sous forme de lentilles d'extensions kilométriques. Les deux études n'analysent pas les mêmes performances et ne sont donc pas comparables. Sans remettre en cause les résultats proposés par les auteurs, on peut s'interroger sur les conséquences de la représentation des deux types de roches sous forme de couches continues plutôt que de lentilles discontinues qui amélioreraient la connectivité verticale.

Trois études ont été réalisées pour le Mt Simon aquifer avec différents degrés de précision de la variabilité spatiale des propriétés des roches. Dans le cas de Zhou et al. [6], la variabilité latérale est négligée mais, la variabilité verticale dans la zone d'injection est modélisée. Pour les études de Person et al. [15], Bandilla et al. [16], la variabilité latérale est modélisée sur l'ensemble du domaine, inférée d'après une relation linéaire entre profondeur et porosité, et porosité et perméabilité. Le manque de données a contraint à une simplification en linéarisant les relations et n'a pas permis de représenter des hétérogénéités plus complexes qui pourraient éventuellement influencer la propagation de pression (Person et al. [15]). Néanmoins, Bandilla

et al. [16] montrent que la perturbation de pression se propage préférentiellement dans les zones de plus faibles profondeurs et de plus fortes perméabilités (les deux étant corrélées). Les études de [6] et [15] étant différentes en termes de méthodes de résolution numérique, de paramètres et de configuration d'injection, il est difficile d'évaluer l'influence de la modélisation de la variabilité spatiale des propriétés sur les résultats. Toutefois, la variabilité spatiale des propriétés des roches pourrait avoir des conséquences non-négligeables sur la faisabilité du stockage ; pour un modèle de bassin bien renseigné, et pour une simulation monophasique, Nicot [17] montre que localement des barrières de perméabilité peuvent potentiellement être à l'origine de perturbations de pression critiques pour la migration des fluides en place.

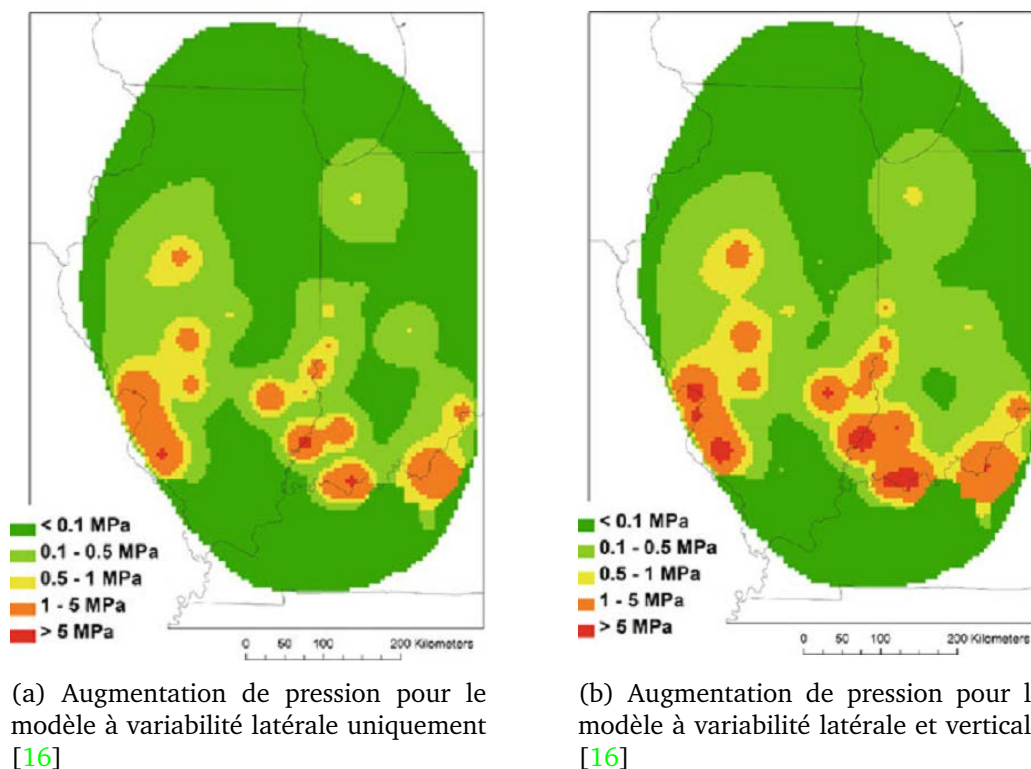


FIGURE 4.1 – Augmentation de pression après 50 ans d'injection pour différents modèles du Mt Simon aquifer, étude de Bandilla et al. [16].

Enfin, toujours pour le cas du Mt Simon aquifer, Bandilla et al. [16], réalise une comparaison entre modèles avec une variation uniquement latérale (modèle similaire à Person et al. [15]) et modèles à variabilité latérale et verticale. D'après ces modèles, la variabilité verticale joue essentiellement un rôle sur la migration du panache. Néanmoins, la discrétisation par couches a, d'une part réduit l'épaisseur de l'intervalle d'injection, mais a aussi réduit celle de migration du CO<sub>2</sub> ce qui conduit à une augmentation de la pression au point d'injection et globalement à une augmentation de la perturbation de pression du système (figure 4.1). Par conséquent, la propagation des perturbations de pression est plus importante et de nouvelles interférences entre zones d'injection apparaissent.

Comme souligné par Lemieux [18], la sensibilité au type de modèle d'hétérogénéité doit être étudiée pour déterminer l'incertitude qui en découle pour les études de faisabilité du



stockage de CO<sub>2</sub>.

L'objectif de ce chapitre est donc de comparer les performances de différentes représentations à partir des 200 réalisations stochastiques et d'évaluer les incertitudes liées au choix de la modélisation de la variabilité spatiale. Les résultats obtenus détermineront le degré de précision de la caractérisation, nécessaire pour l'étude du stockage de CO<sub>2</sub>.

## 4.1 Différentes méthodes de représentation des propriétés des roches

Nous comparons ici des méthodes de modélisation du champ de perméabilité, de la résolution la plus grossière à la résolution la plus fine. L'étude ne s'effectue plus sur le domaine restreint du changement d'échelle mais sur le domaine de 140km d'extension latérale. Le maillage est identique pour tous les modèles, il correspond au maillage optimal identifié au chapitre précédent. Nous n'étudions donc plus les méthodes de changement d'échelle associées à différentes résolutions de maillage.

Les différents types de modèles envisagés dans un contexte pré-injection, où peu de données sont disponibles pour décrire l'aquifère et ses propriétés, sont les suivants :

- Modèle homogène avec une seule valeur sur tout le domaine correspondant généralement à une moyenne des valeurs disponibles. Au chapitre précédent, cette méthode de modélisation était problématique mais une seule réalisation de la variabilité spatiale de perméabilité y a été étudiée. Ici, la comparaison est effectuée à partir d'un grand nombre de réalisations. Cette modélisation est envisagée pour examiner si les résultats du modèle homogène peuvent approcher les ou l'une des propriétés statistiques du modèle hétérogène.
- Distribution par couches, pour évaluer si la modélisation de la variabilité verticale uniquement suffit à rendre compte des principales contraintes sur la migration du CO<sub>2</sub> et sur la réponse en pression. Ce modèle est verticalement hétérogène et latéralement homogène avec une seule valeur de perméabilité attribuée par couche dans tout le domaine. Dans certains cas, l'utilisation de modèle par couches peut se justifier géologiquement, mais à l'échelle régionale ou du bassin, il est peu probable que les couches soient latéralement homogènes. D'autre part, l'hypothèse de l'homogénéité latérale de la perméabilité, même si elle semble justifiée à l'échelle locale, est parfois trop restrictive dans le cadre du stockage de CO<sub>2</sub> comme cela a été observé pour le cas de Sleipner (présence d'hétérogénéités dans les bancs d'argiles, permettant la migration du CO<sub>2</sub> jusqu'au toit du réservoir).
- Simulations géostatistiques modélisant la variabilité spatiale latérale et verticale. Ici, les variations sont représentées soit par des modèles continus avec une résolution fine de la variabilité (variabilité spatiale continue), soit par des modèles discontinus pour lesquels les propriétés sont discrétisées par classes. La méthode de représentation par classes permet d'évaluer l'influence de la résolution fine des hétérogénéités : est-il nécessaire de caractériser finement les hétérogénéités (e.g. au sein d'un même faciès) ? Ou les contrastes de perméabilité, supérieurs à un ou plusieurs ordres de grandeurs, ont-ils une influence prépondérante sur la réponse du système ?
- Modèles combinant résolution fine dans la/les zone/s d'injection où les processus non-linéaires majeurs se produisent, et homogénéisation dans la zone où les processus d'écoulement sont plus simples (modèles semi-homogènes du chapitre précédent). Si ce type de modélisation conserve la variabilité des résultats, alors la caractérisation des propriétés

des roches pourra être limitée à la zone d'injection.

Le modèle à variabilité spatiale continue sert de référence puisqu'il est le plus précis (résolution de la variabilité la plus fine, expliquée au paragraphe suivant) et a priori le plus réaliste. Par ailleurs, pour une étude spécifique à un site, les modèles sont d'abord construits de façon simplifiée et acquièrent de la précision au fur et à mesure de la disponibilité des données. Ici, pour comparer les performances des types de modèles et pour conserver une équivalence entre les modèles, la démarche inverse est appliquée : les différents types de modèles sont construits à partir du modèle à variabilité spatiale continue (cf. paragraphe 4.2 sur la construction des modèles). Les simulations numériques sont effectuées sur tous les type de modèles depuis les modèles à variabilité spatiale continue jusqu'aux modèles homogènes.

Li et al. [19] ont réalisé une étude similaire sur un modèle 3D géologique d'un aquifère. Ils envisagent à partir de ce modèle décrivant finement les hétérogénéités spatiales, l'utilisation de modèles par classes, par couches ou complètement homogènes. Les différents modèles sont construits par une méthode de changement d'échelle : calcul des perméabilités équivalentes par simulation monophasique sur le modèle décrivant finement les hétérogénéités pour différentes conditions aux limites. Ils comparent les prévisions des modèles en terme de migration et de dissolution de CO<sub>2</sub>, ainsi que de pression moyenne du réservoir pour différentes conditions aux limites (ouvertes, fermées), avec ou sans production de saumure dans le réservoir.

Leur modèle par faciès donne des résultats suffisamment précis pour décrire le comportement en pression et celui du CO<sub>2</sub>. Au contraire, les résultats du modèle par couches sont les moins fiables relativement au modèle hétérogène précis et même comparés aux résultats du modèle homogène. Le modèle homogène suffirait pour estimer la pression moyenne dans le réservoir, ce qui est cohérent avec l'évaluation de de Marsily et al. [3].

Néanmoins, la pression moyenne ne peut pas être utilisée dans le cadre d'une étude de risques, puisqu'il est nécessaire de caractériser la variation spatiale de la perturbation de pression pour définir la zone de surveillance (AoR), d'autre part dans le cas de conditions aux limites ouvertes, les différences entre modèle homogène et modèle hétérogène peuvent être importantes, de l'ordre de 10MPa.

Enfin, les auteurs soulignent l'influence des conditions aux limites sur les résultats. Notamment, la production de saumure dans le réservoir réduit la différence de résultats entre modèles, en imposant une contrainte supplémentaire à l'écoulement et au transport. Ceci tend à réduire l'incertitude sur les prévisions des modèles, liée aux hétérogénéités et donc à la modélisation de la variabilité spatiale.

Les principales différences entre l'étude de Li et al. [19] et celle envisagée ici, sont les suivantes :

- nous utilisons une approche stochastique pour modéliser la variabilité spatiale des propriétés géologiques ;
- nous étudions la variabilité spatiale de la réponse en pression ;
- nous envisageons le cas supplémentaire des modèles semi-homogènes.

La principale limite de notre étude, contrairement à celle de Li et al. [19], est que les modèles sont décrits en 2D pour conserver des temps de calcul de simulations d'écoulement raisonnables pour l'approche stochastique. D'autre part, nous ne considérons ni l'influence de conditions aux limites latérales fermées, ni la possibilité de mettre en place des puits producteurs de saumure. Nous limitons l'étude à un aquifère latéralement étendu.

Dans un premier temps, l'étude de la sensibilité à la résolution de la variabilité spatiale est uniquement effectuée pour la perméabilité et la pression capillaire associée. On suppose que la

variabilité de ces paramètres a le plus d'influence sur les résultats. L'influence de la variabilité spatiale des autres propriétés des roches (porosité, compressibilité des pores, perméabilités relatives) étant supposée négligeable, ces propriétés sont uniformes sur tout le domaine. Cette hypothèse repose sur les études de Chadwick et al. [20] et de Buscheck et al. [21] qui montrent que, pour des valeurs uniformes, la porosité a peu d'influence sur la réponse en pression ou sur la migration du panache (temps d'arrivée du panache au puits d'observation de Buscheck et al. [21]) comparée à celle de la perméabilité.

Néanmoins, les propriétés des roches sont souvent corrélées et la variabilité spatiale conjointe de l'ensemble de ces paramètres est plus réaliste. Dans un second temps, nous évaluons donc la validité de l'hypothèse relative à la représentation uniforme de la porosité et de la compressibilité des pores. Nous étudions progressivement l'influence de la variabilité spatiale de ces trois paramètres (porosité, compressibilité des pores, perméabilité) sur la réponse en pression et sur la migration du CO<sub>2</sub> à l'échelle régionale.

## 4.2 Construction des champs de perméabilité

1. Le modèle à variabilité spatiale continue est construit en effectuant des simulations géostatistiques non conditionnelles (moyennes mobiles, cf. annexe B). Il correspond au scénario de référence du tableau II-A (page 74).
2. Pour les modèles par classes (discontinu), les valeurs de perméabilité du modèle continu sont discrétisées, éliminant les faibles variations inférieures ici à un facteur 10. Ce modèle s'approche du modèle dits par faciès, mais celui-ci est généralement défini en fonction des différents types de roches, des environnements de dépôts qui ne sont pas modélisés ici. La discrétisation choisie permet de comparer les résultats à ceux du modèle à variabilité spatiale continue et de distinguer la résolution des hétérogénéités nécessaire pour obtenir des prévisions correctes de stockage.

L'histogramme des valeurs de perméabilité du modèle continu est divisé en huit classes, suivant une suite géométrique du minimum au maximum, avec un facteur 10 entre chaque classe (figure 4.2 et tableau 4.1). La valeur allouée à chaque cellule correspond à la médiane de la classe à laquelle la cellule appartient (soit huit valeurs possibles sur tout le domaine).

3. Pour le modèle par couches, l'approximation s'appuie sur les rayons d'investigation des tests de puits. Une perméabilité équivalente est calculée pour chaque couche à partir de la moyenne géométrique des cellules du modèle de référence autour du puits, incluses dans le rayon d'investigation. Une valeur intermédiaire d'environ 100m est choisie arbitrairement. Sept cellules de chaque coté du puits (plus la cellule du puits) sont prises en compte pour le calcul des perméabilités équivalentes du modèle par couches. La valeur calculée est propagée sur l'ensemble de la couche. Chacune des 200 réalisations comporte au maximum, 22 valeurs de perméabilité, une par couches.

La figure 4.3 présente un exemple, sur une réalisation, des modèles par classes et par couches à partir du modèle continu.

4. Avec une seule valeur de perméabilité, le modèle homogène ne représente pas la variabilité spatiale de la perméabilité.

Pour ce type de modèle, les propriétés uniformes équivalentes sont supposées approcher le comportement de l'écoulement à l'échelle régionale. Ces propriétés équivalentes

CHAPITRE 4. INCERTITUDES LIÉES À LA VARIABILITÉ SPATIALE DES PARAMÈTRES  
GÉOLOGIQUES

TABLE 4.1 – Distribution des coefficients de perméabilité (multiplicateur de  $10^{-13}\text{m}^2$ ) sur le maillage et sélection de huit classes de coefficients pour le modèle par classes. \*\*Class Mean représente le nombre moyen de cellules des 200 réalisations appartenant à chaque classes (la somme est égale au nombre total de cellules des modèles : 33770).

$\text{Log}_{10}K_{inf}$	$\text{Log}_{10}K_{sup}$	Moyenne	Min	Max	Médiane	**Class Mean	$\text{Log}_{10}K$
-4.5	-3.5	0	5	0	0	0.02	-4
-3.5	-2.5	0	5076	0	0	28	-3
-2.5	-1.5	0	28667	0	0	1804	-2
-1.5	-0.5	0	27	0	14214	14817	-1
-0.5	0.5	33763	0	18	19556	15153	0
0.5	1.5	7	0	28339	0	1938	1
1.5	2.5	0	0	5397	0	30	2
2.5	3.5	0	0	16	0	0.08	3

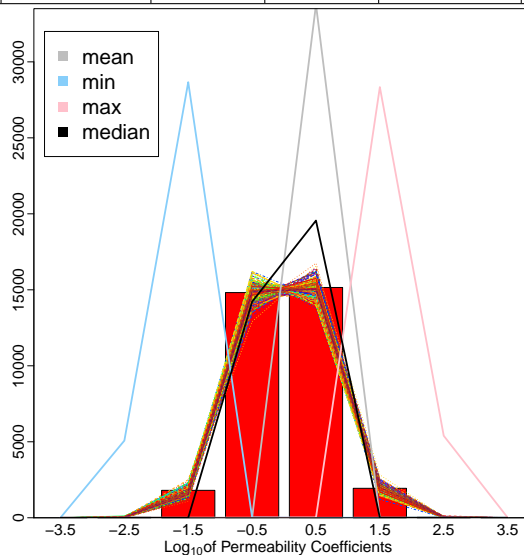


FIGURE 4.2 – Histogramme des coefficients de perméabilité (multiplicateurs de  $10^{-13}\text{m}^2$ ) pour les 200 réalisations de champ logarithmique de perméabilité (variabilité spatiale continue) et valeurs minimum, maximum, moyennes et médianes sur tout le réservoir.

TABLE 4.2 – Nomenclature des modèles de champ de perméabilité

Type de modèle	Nom
Modèle à variabilité spatiale continue (distribution log-normale, $\sigma_{Log} = 1.5$ , moyenne = 100mD, médiane = 32.5mD)	$K_{HE}$
Modèle par classes (discontinu)	$K_{Classes}$
Modèle semi-homogène, moyenne arithmétique	$K_{semief-A}$
Modèle semi-homogène, moyenne géométrique	$K_{semief-G}$
Modèle par couches	$K_{Layers}$
Modèle homogène, moyenne arithmétique	$K_{ef-A}$
Modèle homogène, moyenne géométrique	$K_{ef-G}$

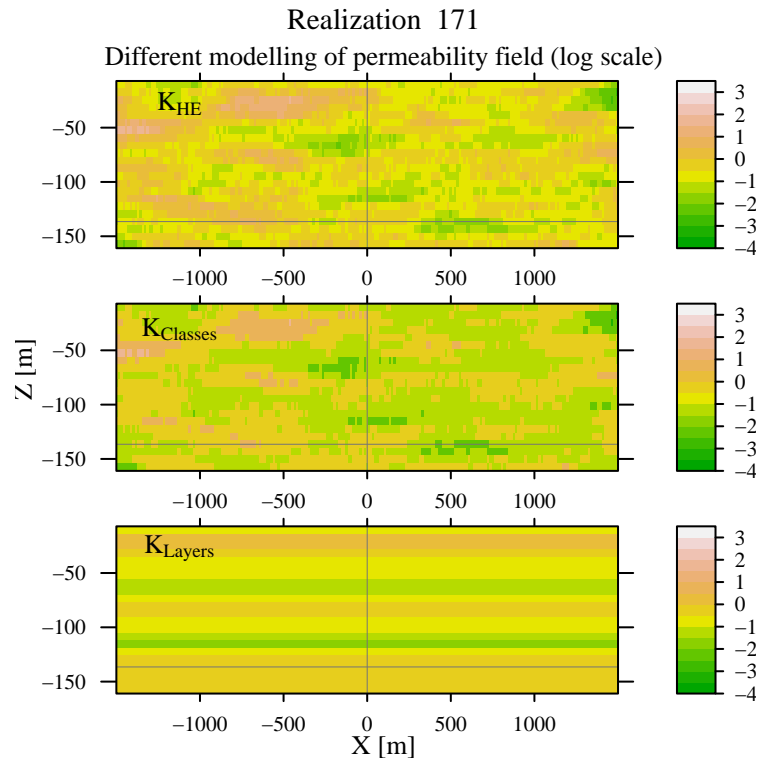


FIGURE 4.3 – Agrandissement dans la zone d’injection (puits à  $X=0m$ ) d’une réalisation, des trois représentations de la variabilité spatiale : continue (en haut), par classes, par couches homogènes (en bas).

peuvent être inférées par des essais de puits [3]. Ici, la perméabilité équivalente est calculée en moyennant la distribution. Deux cas sont considérés :

- La moyenne arithmétique ( $K_{ef-A}=100mD$ ) qui équivaut à la limite supérieure de la perméabilité équivalente. Cela peut aussi correspondre à la valeur prise par défaut avec des données en effectif réduit (Zhao et al. [8]).
  - La moyenne géométrique ( $K_{ef-G}=32.4mD$ ) qui est la valeur équivalente pour un écoulement 2D parallèle pour une distribution isotrope et log-normale de la perméabilité (Matheron [22]). D’après Copty et al. [23], les résultats d’essais de puits peuvent être approchés par la moyenne géométrique du champ de transmissivité si le volume perturbé de l’aquifère est important. Li et al. [19] trouvent également une perméabilité équivalente à la médiane (moyenne géométrique) pour leur modèle homogène en s’appuyant sur les résultats de calcul d’écoulement monophasique sur le modèle hétérogène.
5. Pour le modèle semi-homogène, la construction est similaire à celle du chapitre précédent. En supposant que la variabilité spatiale joue essentiellement un rôle dans la zone diphasique et là où les perturbations sont les plus importantes, la représentation de la variabilité spatiale continue est préservée dans la zone d’injection, sur un diamètre d’environ 17km autour du puits (distance au puits de 8.7km). Pour la période d’injection considérée, le  $CO_2$  ne devrait pas migrer hors de cette zone. Au-delà, le système est monophasique avec de plus faibles perturbations et la variabilité spatiale est supposée avoir une influence négligeable. Dans cette zone, la perméabilité est modélisée par une valeur uniforme égale soit à la moyenne arithmétique, soit à la moyenne géométrique

( $K_{semief-A}$ ,  $K_{semief-G}$ ) de l'ensemble du domaine.

Pour tous ces modèles, la même corrélation entre pression capillaire et perméabilité est conservée. La variabilité spatiale de la pression capillaire est donc analogue à celle de la perméabilité.

Le tableau 4.2 résume les notations utilisées pour désigner chaque type de modèle lors de l'analyse des résultats.

### 4.3 Influence du modèle de champ de perméabilité sur la réponse en pression

Sur la réponse au puits<sup>1</sup> (figures 4.4 et tableau 4.3) :

- La variabilité spatiale induit une large dispersion des réponses en pression au puits jusqu'à 3MPa (modèle à variabilité spatiale continue). La relation entre perméabilité au points d'injection, et augmentation de pression n'est pas linéaire, soulignant l'importance des connectivités au moins dans la zone d'injection : pour de plus faibles perméabilités, au puits, l'augmentation de pression peut être inférieure à celle d'autres réalisations ayant une perméabilité plus importante, parfois de plusieurs ordres de grandeurs.
- Pour le modèle homogène, la perturbation de pression au puits est plus faible pour une valeur de perméabilité plus élevée. Les modèles homogènes tendent à sous-estimer le pic de pression au puits comparé au modèle à variabilité spatiale continue. En particulier, le modèle  $K_{ef} - A$  donne une perturbation de pression au puits inférieure à celle de toutes les réalisations.
- Les résultats des deux modèles semi-homogènes et de variabilité spatiale continue de perméabilité sont identiques au puits.
- Les modèles par couches surestiment les perturbations maximum et inversement pour les résultats minimum par rapport au modèle continu. Les résultats aux puits du modèle par couches sont fortement déviés et non corrélés à ceux du modèle à variabilité spatiale continue. Le pic de pression maximale pour les modèles par couches n'est pas obtenu pour la perméabilité la plus faible au point d'injection à cause de la présence de couche de faible perméabilité à l'aplomb du point d'injection. Cet effet serait atténué s'il existait des variations latérales de perméabilité dans cette couche de faible perméabilité. La pression au puits est donc considérablement influencée par les connectivités verticales et l'objectif d'injecter dans la couche de plus forte perméabilité n'est pas forcément justifié si on prend en compte cette connectivité.
- Les résultats du modèle par classes pour chacune des réalisations sont proches de ceux du modèle continu. A nouveau, l'influence prépondérante des connectivités sur la réponse en pression au puits est mise en exergue : pour une même valeur de perméabilité au point d'injection, les écarts de pression entre réalisations du modèle par classes sont compris entre 1 et 2MPa.

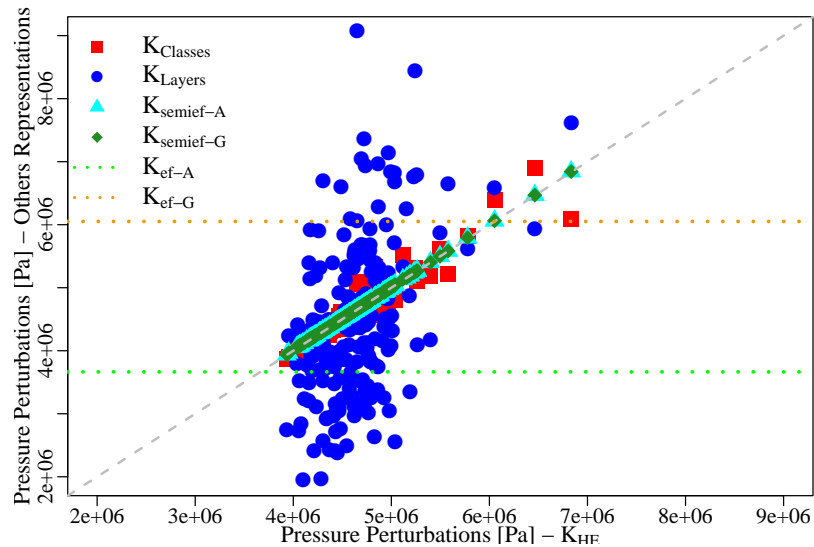
---

1. La réponse aux puits correspond à l'augmentation de pression dans la cellule d'injection. Le débit est imposé dans cette cellule sans calcul de la pression réelle en fond de puits

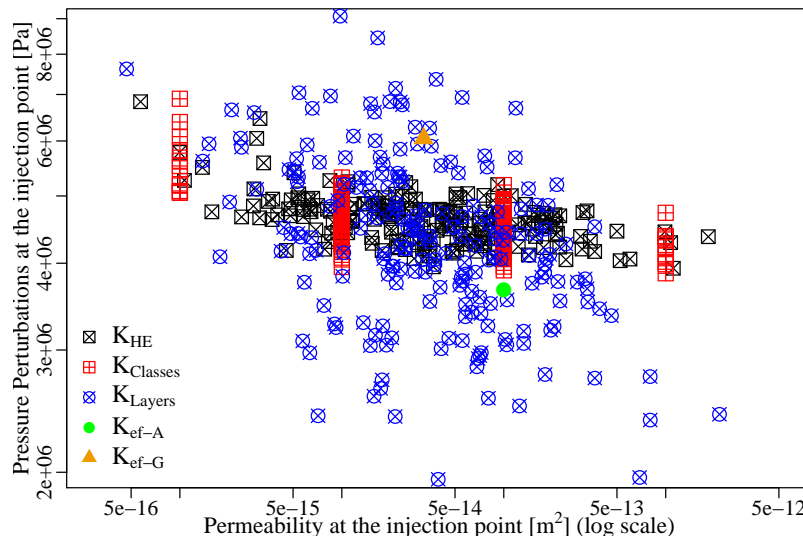
## CHAPITRE 4. INCERTITUDES LIÉES À LA VARIABILITÉ SPATIALE DES PARAMÈTRES GÉOLOGIQUES

TABLE 4.3 – Différences au point d'injection de la pression minimum, moyen et maximum entre modèles de champ de perméabilité. La notation  $\delta(\text{type\_Model})$  désigne la différence entre les résultats du modèle à variabilité spatiale continue et les résultats du modèle  $\text{type\_Model}$ .

Différences de pression [Pa] au puits	$\delta(K_{Classes})$	$\delta(K_{Layers})$	$\delta(K_{semief-A}$ et $K_{semief-G})$	$\delta(K_{ef-A}$ et $K_{ef-G})$
Pression minimum	$6.5 \cdot 10^4$	$1.98 \cdot 10^6$	$< 2 \cdot 10^4$	$[2.69 \cdot 10^5 ; -2.12 \cdot 10^6]$
Pression moyenne	$< 5 \cdot 10^4$	$1.83 \cdot 10^5$	$< 2 \cdot 10^4$	$[9.75 \cdot 10^5 ; -1.41 \cdot 10^6]$
Pression maximum	$-6.7 \cdot 10^4$	$-2.24 \cdot 10^6$	$< 1 \cdot 10^4$	$[3.17 \cdot 10^6 ; 7.82 \cdot 10^5]$



(a) Perturbations de pression des différents modèles de champ de perméabilité en fonction de celles du modèle à variabilité spatiale continue.



(b) Perturbations de pression au point d'injection en fonction de la perméabilité au point d'injection.

FIGURE 4.4 – Perturbations de pression au puits à un an d'injection des différents modèles de variabilité spatiale de perméabilité (continue, par classes, par couches et semi-homogènes) pour les 200 réalisations et les deux modèles homogènes.

Sur la propagation des perturbations de pression (profils de pression, figures 4.5, 4.6 et 4.7) :

- Comme au puits, la variabilité spatiale induit une large dispersion des distances de propagation de pression, jusqu'à plusieurs kilomètres.
- L'extension des perturbations de pression du modèle homogène de perméabilité plus élevée est à celle du second modèle homogène. Néanmoins, les modèles homogènes sous-estiment la propagation maximale de fortes perturbations de pression (e.g. 1MPa) par rapport au modèle de variabilité spatiale continue (différences de l'ordre du kilomètre à pluri-kilométrique). Pour les faibles perturbations de pression, loin du puits (e.g. 0.05MPa), les résultats des deux modèles homogènes encadrent ceux du modèle de variabilité spatiale mais ils donneraient alors un intervalle d'incertitude considérable (7km). De même, si le comportement en pression moyen du modèle hétérogène est encadré par les résultats des deux modèles homogènes cela reste dans un large intervalle d'incertitudes.
- Les résultats du modèle semi-homogène sont proches de ceux du modèle à variabilité spatiale continue pour des distances au puits inférieures à 7km. Les différences de propagation de perturbations de pression de l'ordre de 1MPa, sont négligeables (de l'ordre de la centaine de mètres) car elles sont dans le domaine hétérogène du modèle  $K_{semief-A}$  et  $K_{semief-G}$ . En revanche, pour des perturbations s'étendant dans la zone homogénéisée, loin du puits, on observe des divergences kilométriques à pluri-kilométriques entre ces modèles, que ce soit pour l'extension minimum, moyenne ou maximum. Les résultats du modèle à variabilité spatiale sont alors encadrés par les modèles semi-homogènes mais dans un intervalle moins important que celui des modèles homogènes.
- Les profils maximum et minimum et les écarts-types du modèle par couches diffèrent considérablement de ceux du modèle continu (figure 4.6c) tandis que le comportement moyen en pression reste relativement proche. Pour des perturbations de pression inférieures à 1MPa, les modèles par couches surestiment les résultats maximum et inversement pour les résultats minimum par rapport au modèle continu. Les différences de propagations de perturbation de 0.05MPa entre modèle par couches et continu, atteignent plusieurs kilomètres (17km pour l'extension maximale, figure 4.7).
- Les profils de pression du modèle par classes sont similaires à ceux du modèle à variabilité spatiale continue.

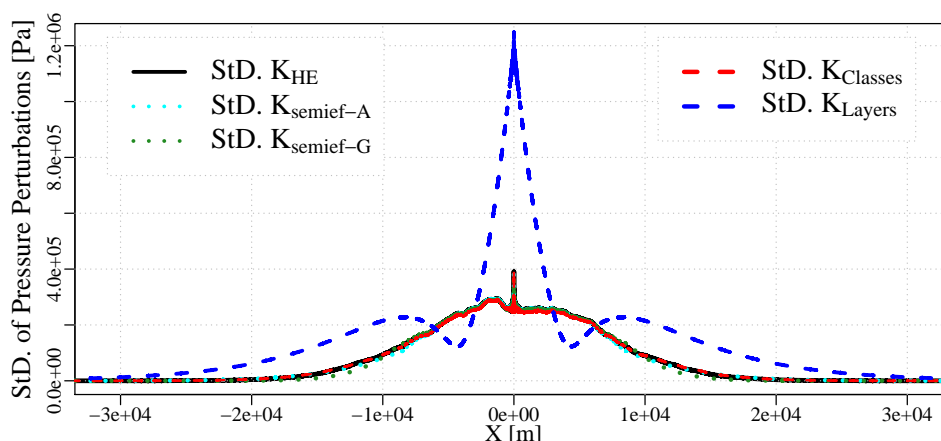
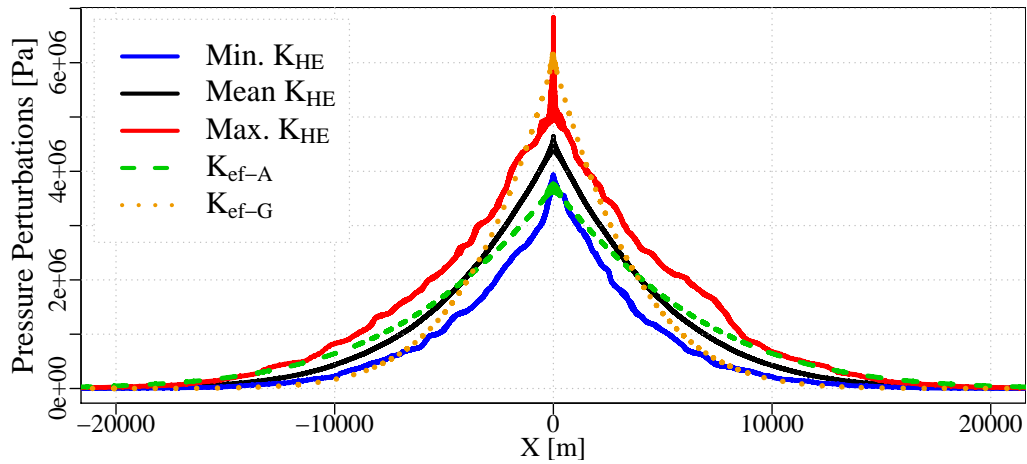
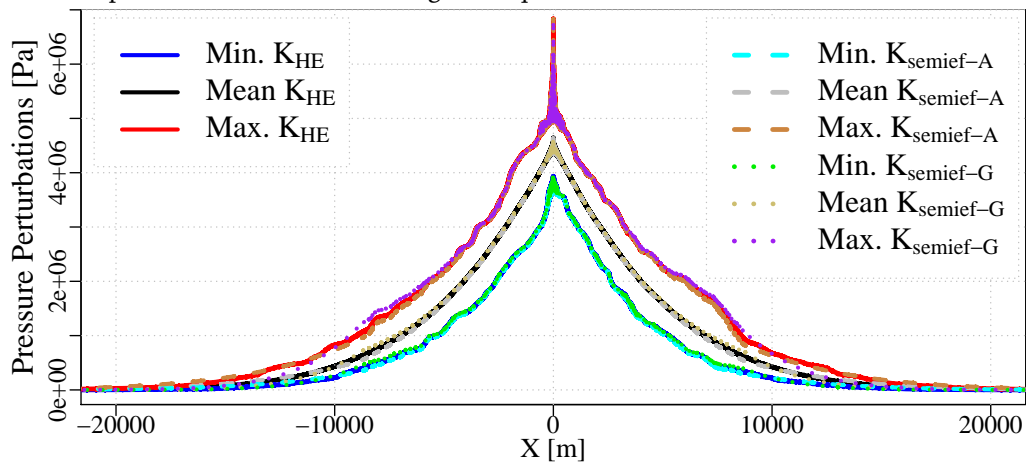


FIGURE 4.5 – Profils des écarts-types des perturbations de pression à un an d'injection pour différentes méthodes de modélisation de la variabilité spatiale de perméabilité (continue, par classes, par couches et semi-homogènes).

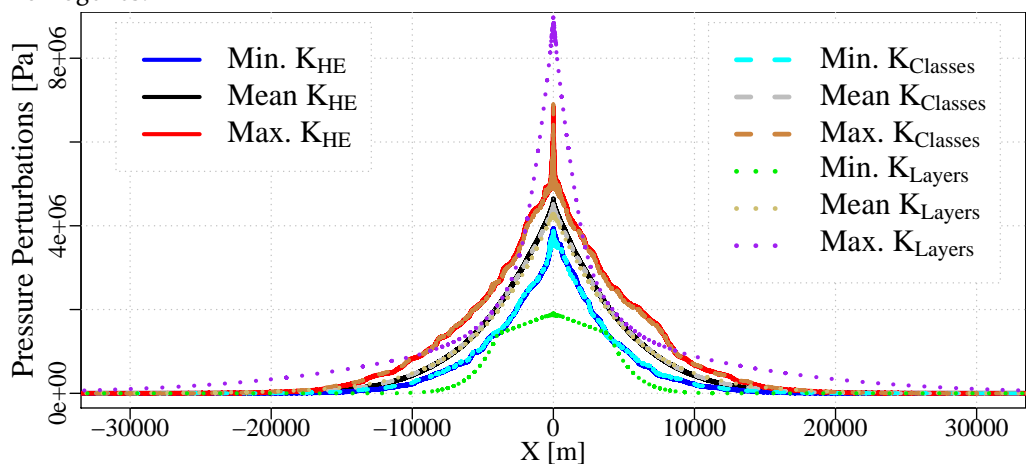




(a) 200 réalisations du modèle de variabilité spatiale continue et profils des perturbations de pression des modèles homogènes équivalents.



(b) 200 réalisations du modèle de variabilité spatiale continue et des modèles semi-homogènes.



(c) 200 réalisations du modèle de variabilité spatiale continue, du modèle par classes et du modèle par couches.

FIGURE 4.6 – Profils des perturbations de pression moyen, minimum et maximum à un an d'injection pour les différentes méthodes de modélisations de la variabilité spatiale de perméabilité.

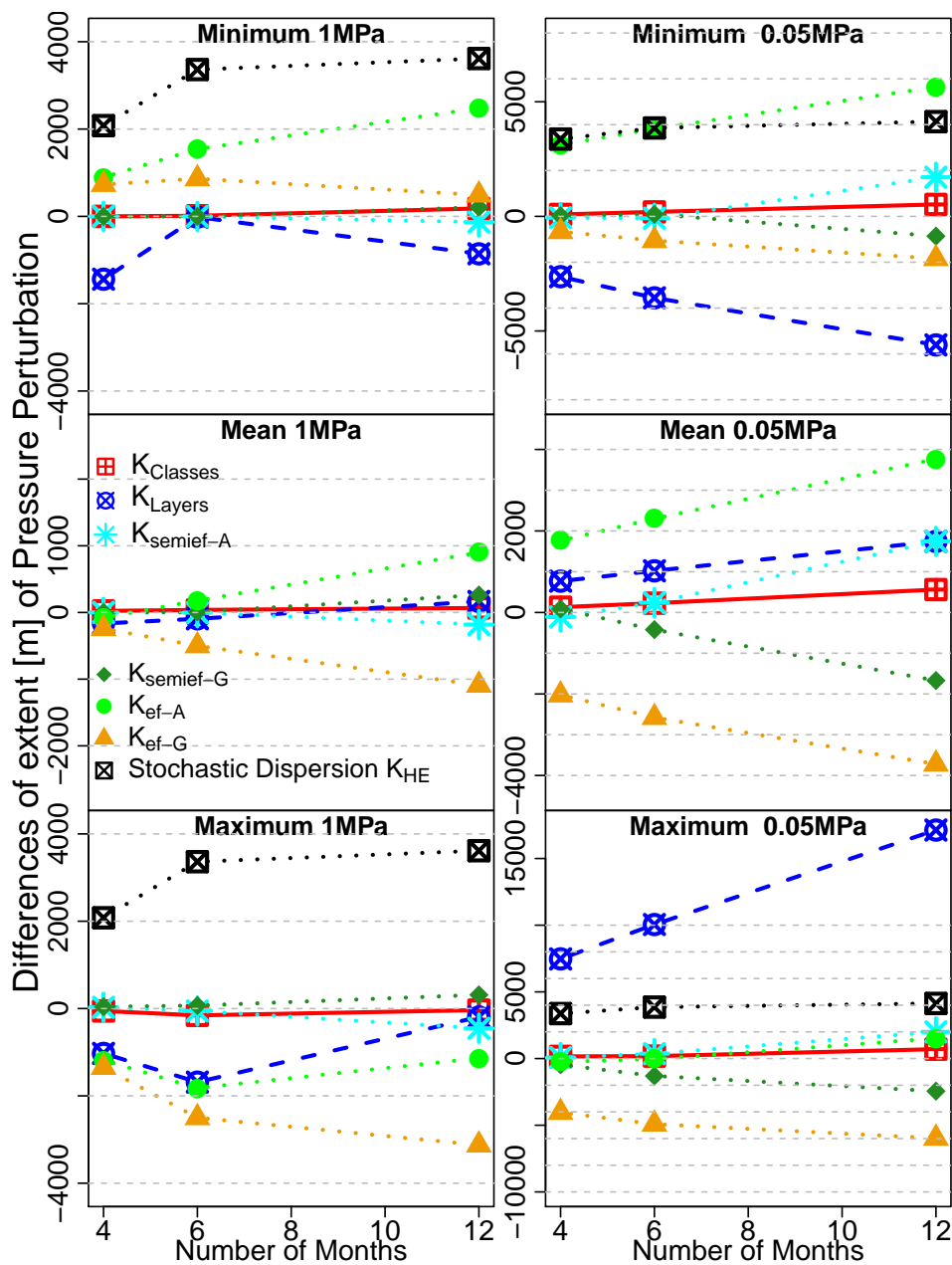


FIGURE 4.7 – Comparaison des distances de propagation des perturbations de pression (1MPa, à gauche et 0.05MPa, à droite) des modèles de champ de perméabilité par rapport au modèle de variabilité spatiale de perméabilité continu. Pour 200 réalisations de chaque modèle (sauf modèles homogènes), différences des distances minimales (haut), moyennes (milieu) et maximales (bas) de propagation.

Les modèles homogènes ne permettent pas d’approcher le comportement moyen, ni la forte dispersion des résultats en pression du modèle à variabilité spatiale de perméabilité. La perte de précision avec le modèle homogène est trop importante pour être considérée comme une représentation valide pour l’étude de la réponse en pression suite à l’injection de  $CO_2$ .

La large dispersion stochastique des résultats du modèle à variabilité spatiale et les différences avec les modèles homogènes et semi-homogènes montrent l’influence significative de la

variabilité spatiale sur les perturbations de pression, y compris dans la zone monophasique.

Puisque les résultats en pression des modèles par classes et continu sont similaires, la résolution fine (ici inférieure à un ordre de grandeur) de la variabilité spatiale de la perméabilité et de la pression capillaire peut être négligée pour la réponse en pression. Par contre, les principales connectivités et notamment la variabilité latérale nécessitent d'être représentées pour obtenir des prévisions pertinentes en terme de faisabilité du stockage (différences majeures entre modèles par couches et variabilité spatiale continue).

#### 4.4 Influence du modèle de perméabilité sur la migration et la dissolution du CO<sub>2</sub>

Les résultats des modèles homogènes illustrent l'influence de la perméabilité sur les forces de gravité et par conséquent sur la migration du CO<sub>2</sub>. Pour une forte perméabilité, le panache de CO<sub>2</sub> atteint plus rapidement le toit du réservoir où il migre latéralement. Tandis que pour une plus faible perméabilité, la migration verticale et donc latérale au toit du réservoir est ralentie. Mais l'extension du panache latéralement sur toute l'épaisseur du réservoir est améliorée (figure 4.8a, cf. différences entre  $K_{ef-A}$  et  $K_{ef-G}$ ).

L'extension latérale au toit du réservoir du modèle homogène de forte perméabilité correspond à l'extension latérale moyenne du modèle hétérogène. Toutefois, pour le modèle hétérogène, l'extension latérale maximum ne se situe pas au toit du réservoir mais au même niveau que le point d'injection. A cause des chemins de migration préférentielle et aux barrières de faible perméabilité, le panache du modèle hétérogène a une forme plus irrégulière et une extension plus importante que celui du modèle homogène.

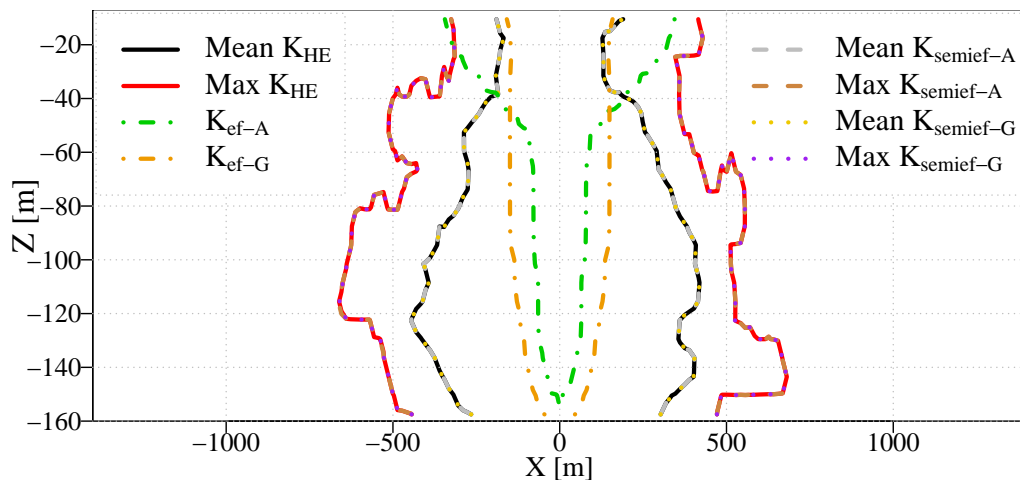
De plus, les modèles homogènes tendent à sous-estimer le taux de dissolution (tableau 4.4) comparés au modèle à variabilité spatiale continue. Cette sous-estimation est relative à la migration du CO<sub>2</sub> : les zones de drainage plus largement distribuées du modèle hétérogène, augmentent la zone d'interface entre CO<sub>2</sub> et saumure et donc le taux de dissolution.

TABLE 4.4 – Différences entre les taux de dissolution minimum, moyen et maximum des modèles de champ de perméabilité. La notation  $\delta(\text{type\_Model})$  représente la différence entre les résultats du modèle à variabilité spatiale et ceux du modèle  $\text{type\_Model}$ . N.B : La dispersion stochastique du modèle continu est égale à 9.5%.

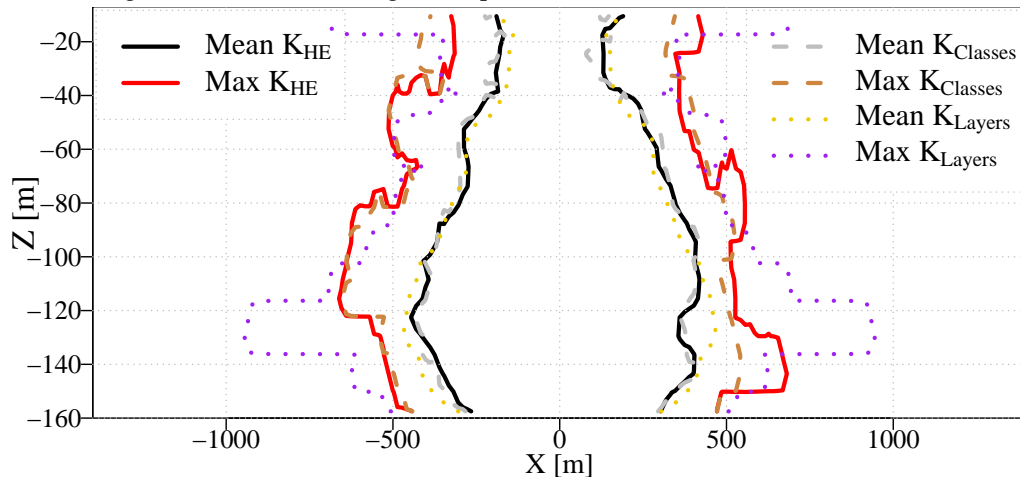
Différences de taux de dissolution [%]	$\delta(K_{Classes})$	$\delta(K_{Layers})$	$\delta(K_{semief-A}$ et $K_{semief-G})$	$\delta(K_{ef-A}$ et $K_{ef-G})$
Taux de dissolution min.	0.47	2.44	<0.001	[-0.7 ; -4.1]
Taux de dissolution moyen	-0.9	-0.08	<0.01	[4.45 ; 1]
Taux de dissolution max.	2.13	1.11	<0.001	[8.8 ; 5.4]

Les panaches de CO<sub>2</sub> des modèles semi-homogènes et du modèle à variabilité spatiale sont identiques (figure 4.8a). L'homogénéisation, débutant à environ 8km du puits, n'affecte pas le transport à proximité du puits pour une période d'injection d'un an. Puisque la migration du panache est inchangée, les taux de dissolution des modèles semi-homogènes et du modèle à variabilité spatiale sont similaires.

Les profils de migration du panache du modèle par classes sont proches de ceux obtenus avec le modèle à variabilité spatiale continue (figure 4.8b). La représentation des hétérogénéités



(a) Profils de saturation en gaz moyen, minimum et maximum des 200 réalisations du modèle de variabilité spatiale continue, des modèles semi-homogènes et profils de saturation en gaz des modèles homogènes équivalents.



(b) Profils de saturation en gaz moyen, minimum et maximum des 200 modèles à variabilité spatiale continue, par classes et par couches.

FIGURE 4.8 – Profils de saturation en gaz ( $S_g=0.01$ ) à un an d'injection pour les différentes méthodes de modélisations de la variabilité spatiale de perméabilité.

tés par classes serait suffisante pour évaluer les connectivités entre zones perméables et pour préserver les chemins de migration préférentielle.

Le modèle par couche surestime l'extension latérale maximum et moyenne du panache par rapport au modèle à variabilité spatiale continue. Le modèle par couche exacerbe des cas particuliers. Par exemple, si la perméabilité est importante au niveau du puits et bien plus faibles au-dessus alors, pour le modèle par couches, le  $CO_2$  migrera uniquement latéralement alors que pour le modèle à variabilité spatiale continue ou par classes d'autres connectivités existeront, permettant la migration verticale du  $CO_2$ .

Les modèles par couches et par classes donnent des taux de dissolution moyen proches de ceux du modèle continu, tandis que des écarts sont observés pour les taux de dissolution

maximum et minimum. Pour le modèle par couches, ces écarts s'expliquent par les différences de migration du CO<sub>2</sub>. Pour le modèle par classes, les écarts résultent des différences de distribution des valeurs de saturation en gaz au sein du panache. Globalement, l'extension de la saturation en gaz est similaire mais les volumes de CO<sub>2</sub> (valeurs de saturation) en contact avec la saumure peuvent être différents impliquant des différences de taux de dissolution.

## 4.5 Discussion sur les modèles de champ de perméabilité

1. Les disparités observées entre résultats de modèles de champ de perméabilité soulignent les incertitudes induites par la modélisation ; que ce soit pour les prévisions d'interférences ou la définition d'une zone de surveillance (écarts de propagations de perturbations de pression à l'échelle kilométrique voire pluri-kilométrique, différences de migration et dissolution du CO<sub>2</sub>), ou pour les prévisions d'injectivité (écarts de de l'ordre de plusieurs MPa). La sur-estimation ou sous-estimation de la pression au point d'injection aura des conséquences critiques sur l'injectivité et la capacité des aquifères avec des répercussions économiques (sur-estimation de la pression, réduisant la quantité pouvant être injectée) ou des risques de fracturation, de micro-sismicité (sous-estimation de la pression, risque d'atteindre la limite de pression admissible).

Toutefois, d'autres paramètres, comme la production de saumure (e.g. Buscheck et al. [21], Li et al. [19]), pourraient réduire l'incertitude sur les résultats liée à la variabilité spatiale de la perméabilité et à sa modélisation.

2. La dispersion des résultats d'un modèle fixé, décrivant la variabilité spatiale de la perméabilité est également significative, voire supérieure aux écarts entre modèles (dispersion stochastique, figure 4.9). La variabilité spatiale de la perméabilité a donc un rôle prépondérant sur les prévisions de la réponse du système, que ce soit pour la pression ou le comportement du CO<sub>2</sub>.

En comparant les taux de dissolution moyen et maximum des modèles hétérogènes à ceux des modèles homogènes, on constate que la variabilité spatiale de la perméabilité augmente l'efficacité de la dissolution. En limitant les effets gravitaires, les hétérogénéités améliorent la migration latérale et augmentent la surface de contact avec la saumure. Farajzadeh et al. [24] et Flett et al. [25] concluent également que la dissolution est plus efficace pour un milieu hétérogène. Toutefois, pour certaines des réalisations étudiées ici, le taux de dissolution peut être inférieur à celui des modèles homogènes. Cette différence s'explique par la configuration du modèle : puisqu'un puits horizontal est modélisé, le CO<sub>2</sub> n'est pas injecté sur toute la hauteur. Si une barrière de perméabilité, au-dessus du point d'injection, empêche sa migration verticale, le CO<sub>2</sub> n'atteindra pas le toit du réservoir et migrera latéralement au niveau du point d'injection, induisant un faible taux de dissolution. Pour la période d'injection, la dissolution est plus efficace lorsque le drainage par le CO<sub>2</sub> est important, à la fois latéralement et verticalement (i.e. drainage latéral sur toute la hauteur du réservoir). Pour la dissolution, un puits vertical permettrait d'éviter les limitations dues aux barrières verticales. Néanmoins, l'efficacité de la dissolution d'un puits vertical ne serait pas nécessairement supérieure à celle d'un puits horizontal à cause des barrières latérales et de la limitation de la longueur des puits verticaux à la hauteur du réservoir.

La forte dispersion des résultats en termes de migration et de dissolution du CO<sub>2</sub> souligne l'influence de la variabilité spatiale mais elle indique également que la configuration des

puits et des modèles peut contribuer à la variabilité des résultats.

L'incertitude sur la variance et sur la longueur de corrélation de la perméabilité contribuerait aussi à l'augmentation de la dispersion des résultats (e.g De Lucia et al. [26], Lengler et al. [27], Diedro [28]).

3. Les modèles homogènes et par couches induisent des différences trop importantes pour être considérés comme des approximations valides des hétérogénéités du réservoir. L'utilisation de ces modèles conduit à une perte importante d'informations et un degré de confiance assez faible sur leurs prévisions par rapport à celles des modèles à variabilité spatiale continue. Si Li et al. [19] considèrent que le modèle homogène approche la réponse en pression moyennée sur le réservoir, d'une réalisation de modèle hétérogène, l'étude de la variabilité spatiale de la pression indique ici la faible qualité prédictive des modèles homogènes pour la propagation de pression et l'injectivité qui varie de plusieurs ordres de grandeurs entre ces deux types de modèles, comme pour Lengler et al. [27], Heath et al. [29]. L'homogénéisation dans la zone monophasique, loin du puits, induit aussi un biais non-négligeable pour la propagation de perturbations de pression qui ont atteint cette zone (modèle semi-homogène). De plus, la représentation de la variabilité latérale est critique pour caractériser la perturbation du système par l'injection de CO<sub>2</sub>, puisque les écarts entre modèle par couches et modèle de variabilité spatiale continue sont parfois plus importants qu'entre modèles continu et homogène.

En revanche, le modèle par classes préserve la qualité des prédictions en pression du modèle continu, malgré la discrétisation de la variabilité, et obtient des prévisions de migration et de dissolution du CO<sub>2</sub> plus proches de celles du modèle continu que celles des modèles homogènes et par couches.

Hormis pour la validité des modèles homogènes pour la réponse en pression, ces conclusions corroborent celles de Li et al. [19] en les étendant pour le cas de multiples réalisations et pour la variabilité spatiale de la réponse en pression.

Néanmoins, le modèle par classes donne des estimations grossières des taux de dissolution. La discrétisation induit un écart de la distribution des valeurs de saturation en gaz ce qui entraîne une faible précision des taux de dissolution minimum et maximum.

Comme le modèle par classes, le modèle semi-homogène donne des prévisions fiables pour la pression au puits (injectivité), pour la propagation de pression proche de la zone d'injection et pour la migration du CO<sub>2</sub>. Ces résultats ne sont pas influencés par la zone homogénéisée. Au contraire du modèle par classes, le modèle semi-homogène préserve la précision des résultats en terme de dissolution mais ne produit pas d'estimations fiables pour les perturbations de pression loin de la zone d'injection. La validité et la précision du modèle semi-homogène dépendent de la distance entre puits et zone homogénéisée et de la perturbation à estimer. En fonction de la période d'injection étudiée, l'interface entre zones hétérogène et homogène pourra être repoussée ou approchée. L'utilisation du modèle semi-homogène se justifie si les incertitudes à caractériser concernent l'injectivité ou les perturbations de pression à proximité du puits. Dans ce cas, ce modèle simplifié donne des valeurs précises pour l'injection de CO<sub>2</sub> sans nécessiter la caractérisation des hétérogénéités à l'échelle régionale et évite le biais lié aux conditions aux limites si le modèle est restreint à la zone d'injection. Mais le modèle semi-homogène ne peut être utilisé pour donner des prévisions précises sur les perturbations de pression à l'échelle régionale.

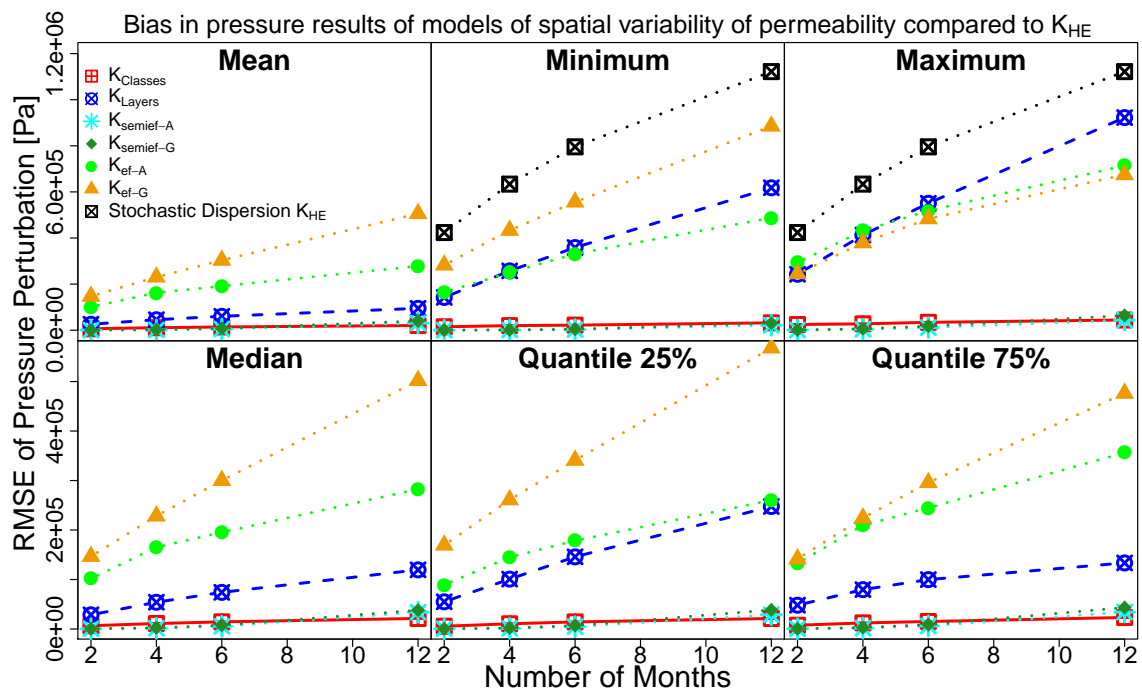


FIGURE 4.9 – Ecart quadratique moyen des perturbations de pression sur tout le domaine à un an d’injection, pour 200 réalisations du modèle de variabilité spatiale de la perméabilité par classes, par couches, semi-homogènes et modèles homogènes par rapport au modèle de variabilité spatiale de perméabilité continue.

## 4.6 Influence de la variabilité spatiale de la porosité et de la compressibilité sur la réponse à l’injection de CO<sub>2</sub>

### 4.6.1 Modèles à variabilité spatiale de perméabilité, de porosité et de compressibilité des pores

Pour étudier l’influence de la variabilité spatiale de la porosité et de la compressibilité des pores associée à celle de la perméabilité, nous nous appuyons sur les modèles par classes qui ont donné précédemment des résultats raisonnables par rapport au modèle à variabilité spatiale continue de perméabilité.

A chacune des huit classes de perméabilité est associée une valeur de porosité ; généralement les roches ayant une porosité connectée importante ont une forte perméabilité. Deux cas sont considérés (tableau 4.5) avec pour valeurs les plus fréquentes 11.5 et 12.5% pour le premier cas (cas a) et 10 et 14% pour le second cas (cas b) au lieu de la valeur uniforme de 12% pour les précédents modèles. La valeur moyenne de la porosité des deux cas, pondérée par la proportion dans chaque classe du modèle, reste proche de 12% .

A partir du cas b de variabilité spatiale de porosité, un nouveau modèle est construit en ajoutant la variabilité spatiale de la compressibilité des pores (tableau 4.5). La valeur de compressibilité des pores de chaque classe est calculée à partir de la corrélation de Horne [30] entre porosité et compressibilité des pores pour les roches carbonatées (aussi utilisée dans le cas uniforme pour relier porosité et compressibilité des pores, cf. annexe C).

TABLE 4.5 – Valeurs de porosité et de compressibilité des pores de chaque classe pour les scénarios d'hétérogénéités de perméabilité et de porosité et compressibilité des pores associées et nomenclature associée.

Classes	-4	-3	-2	-1	0	1	2	3
Porosité Cas a [ $K\Phi_{aClasses}$ ] (moyenne : 12.02%)	4%	6%	9%	11.5%	12.5%	15%	18%	20%
Porosité Cas b [ $K\Phi_{bClasses}$ ] (moyenne : 12.03%)	4%	6%	8%	10%	14%	16%	18%	20%
Compressibilité des pores [ $10^{-10}$ Pa <sup>-1</sup> ] associée au cas b de porosité [ $K\Phi_bCP_{Classes}$ ] (moyenne : 10.26)	34.7	23.9	17.0	12.6	7.66	6.29	5.36	4.73

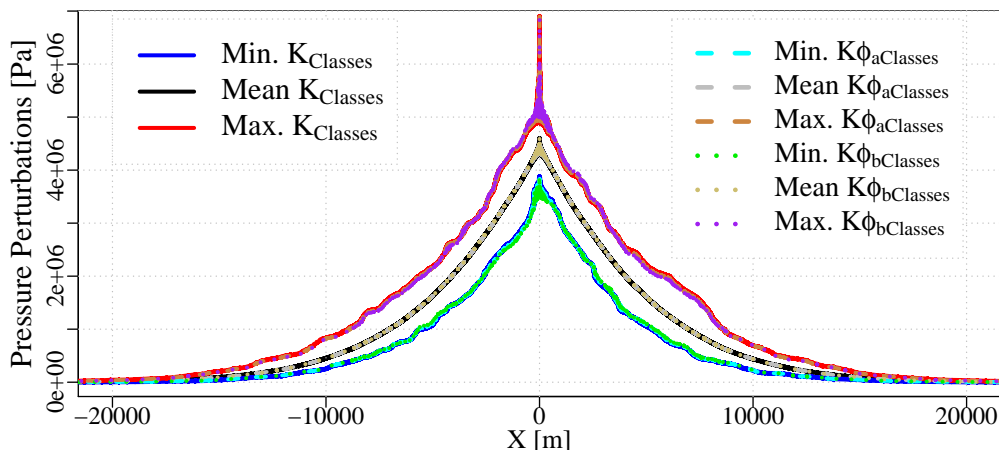
#### 4.6.2 Résultats en pression

La prise en compte de la variabilité spatiale de la porosité (cas a et cas b, tableau 4.5) ou celle de la compressibilité des pores ne modifie pas significativement les profils de perturbations de pression par rapport au cas de la variabilité spatiale de la perméabilité seule (figures 4.10a et 4.10b).

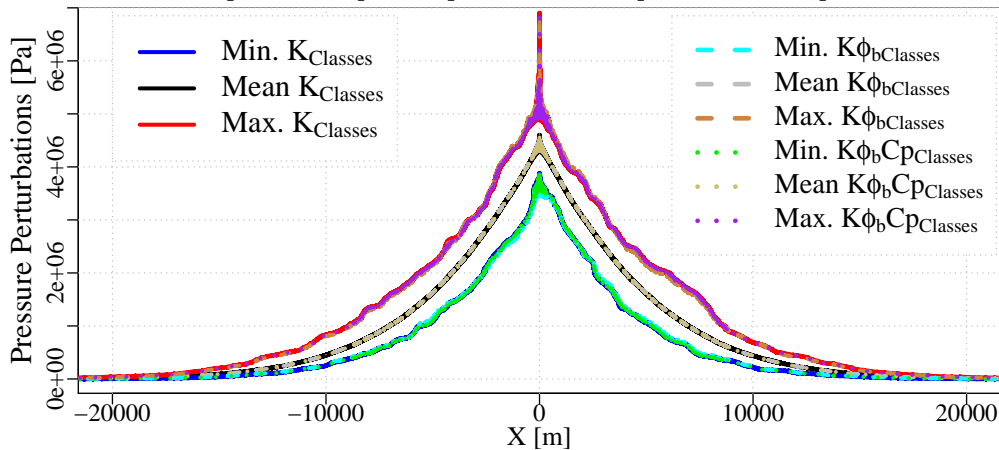
Quelques différences sont toutefois observées sur les profils des écart-types (figure 4.10c). Le cas b, avec la variance de porosité la plus importante (pas de variabilité spatiale de compressibilité des pores), présente des écarts-types plus importants à proximité du puits. Pour la même variabilité spatiale de porosité, avec cette fois la variabilité de compressibilité des pores associée, le profil des écarts-types est superposé à celui du modèle à variabilité spatiale de la perméabilité seulement. L'effet de la variabilité spatiale de la porosité semble donc être atténué par celui de la variabilité spatiale de la compressibilité des pores. La même déduction peut être faite pour les résultats locaux de pression aux puits ou de propagations de pression sont comparés.

Les valeurs de compressibilité des pores étant inversement corrélées à celles de la porosité, l'augmentation de l'espace poral par l'augmentation de la porosité est atténuée par une plus faible compressibilité des pores. Ainsi, avec l'augmentation de pression, les zones de faible porosité peuvent accumuler un volume de fluide équivalent à celui dans les zones de plus forte porosité dont la compressibilité des pores est plus faible.

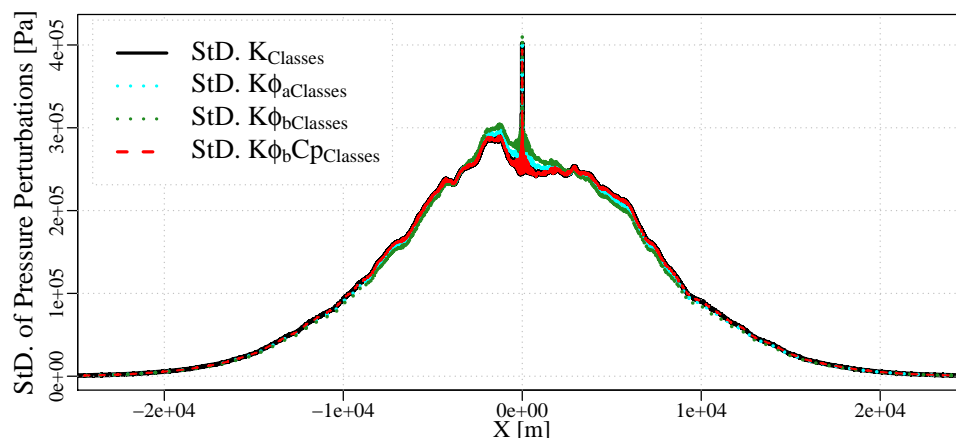




(a) Profils des perturbations de pression moyen, minimum et maximum des 200 réalisations du modèle par classes pour la perméabilité ou perméabilité et porosité.



(b) Profils des perturbations de pression moyen, minimum et maximum des 200 réalisations du modèle par classes pour la perméabilité ou perméabilité et porosité ou perméabilité, porosité et compressibilité des pores associés.

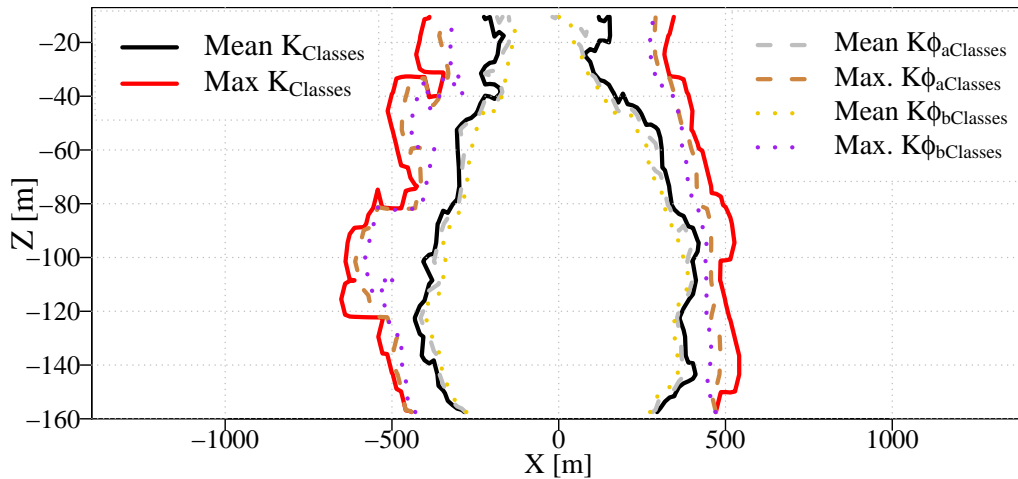


(c) Profils des écarts-types de perturbations de pression des 200 réalisations du modèle par classes pour la perméabilité ou perméabilité et porosité ou perméabilité, porosité et compressibilité des pores associées.

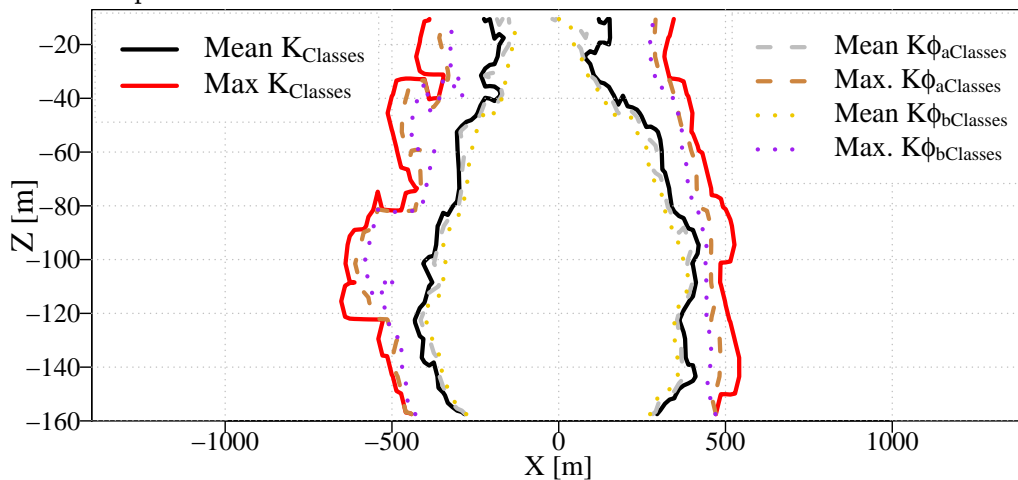
FIGURE 4.10 – Profils des perturbations de pression à un an d'injection, 200 réalisations du modèle par classes de perméabilité ( $K_{Classes}$ ) ou de la perméabilité et de la porosité (cas a et cas b, tableau 4.5) ou de la perméabilité, de la porosité et de la compressibilité des pores ( $K\Phi_bCp_{Classes}$ , tableau 4.5).

### 4.6.3 Résultats pour la migration et la dissolution du CO<sub>2</sub>

La variabilité spatiale de la porosité tend à diminuer l'extension du panache de CO<sub>2</sub>. Dans le cas a, les différences d'extension latérale sont faibles ou négligeables. Dans le cas b, à un an d'injection, l'extension latérale maximum peut être réduite de 70m (soit environ un dixième par rapport à l'extension maximum depuis le puits).



(a) 200 réalisations du modèle par classes pour la perméabilité seule ou pour la perméabilité et la porosité.



(b) 200 réalisations du modèle par classes pour la perméabilité seule, ou perméabilité et porosité, ou perméabilité, porosité et compressibilité des pores associées.

FIGURE 4.11 – Profils de saturation en gaz moyen, minimum et maximum ( $S_g=0.01$ ) à un an d'injection, 200 réalisations du modèle par classes de perméabilité ( $K_{Classes}$ ) ou de la perméabilité et de la porosité (cas a et cas b, tableau 4.5) ou de la perméabilité, de la porosité et de la compressibilité des pores ( $K\Phi_bCP_{Classes}$ , tableau 4.5).

Avec la variabilité de la porosité, les réalisations avec l'extension latérale maximale, i.e. avec des zones de migration latérale bien connectées et une faible connectivité verticale, sont les réalisations pour lesquelles la capacité augmente : les zones facilement accessibles ont un volume poral disponible plus important. Le CO<sub>2</sub> injecté envahit alors un volume poral équi-

valent mais de plus faible extension latérale.

Les modifications de migration de CO<sub>2</sub> influencent le taux de dissolution. Dans le cas a, pour lequel la diminution d'extension est négligeable, le taux de dissolution est identique au modèle sans variabilité de porosité (différences inférieures ou égales à 0.5%). Pour le cas b, les différences sont supérieures à 1%. Si la migration verticale est limitée par des barrières de perméabilité (extension principalement latérale) alors le taux de dissolution est plus faible avec la variabilité spatiale de la porosité. En effet, la perméabilité et donc la porosité sont plus faibles à l'interface saumure/CO<sub>2</sub> diminuant le volume de saumure en contact avec le CO<sub>2</sub>. Au contraire, le taux de dissolution est plus important avec la variabilité de la porosité en l'absence de barrières de perméabilité (drainage latéral par le CO<sub>2</sub> sur toute la hauteur du réservoir). Dans la zone de migration et d'interface avec la saumure, la perméabilité et donc la porosité prennent des valeurs élevées, permettant à un volume plus important de saumure d'être en contact avec le CO<sub>2</sub>.

Globalement, la variabilité spatiale de la porosité exacerbe les comportements minimums et maximums du CO<sub>2</sub> obtenus avec la variabilité spatiale de la perméabilité.

La variabilité spatiale de la compressibilité des pores n'influence pas la migration du CO<sub>2</sub> ni sa dissolution.

#### **4.6.4 Discussion sur l'influence de la variabilité spatiale de la porosité et de la compressibilité des pores**

La variabilité spatiale de la perméabilité a une influence majeure sur les résultats en pression et sur le comportement du CO<sub>2</sub> par rapport aux faibles influences de la variabilité spatiale de la porosité et de la compressibilité des pores. Comme pour les études de sensibilité à la valeur de la porosité, la variabilité spatiale de la porosité a une influence négligeable sur les résultats en pression. Au contraire, si les variations de la valeur uniforme de la compressibilité des pores ont un effet significatif sur la réponse en pression (cf. chapitre 1 et chapitre suivant), sa variabilité spatiale associée à celle de la porosité et de la perméabilité a une influence négligeable.

Puisque la compressibilité des pores est inversement corrélée à celle de la porosité, sa variabilité atténue l'effet (déjà faible) de la variabilité spatiale de la porosité. Finalement, il serait possible d'approcher la variabilité spatiale de ces propriétés par une valeur équivalente de porosité et de compressibilité des pores, uniforme sur tout le domaine, sans perte significative d'information sur la réponse en pression.

L'influence de la variabilité spatiale de la porosité devient pertinente pour la migration et dissolution du CO<sub>2</sub> si la variance de la porosité est suffisamment élevée. Toutefois, les écarts obtenus par rapport aux modèles à porosité uniforme, restent modérés comparés à la dispersion des résultats des modèles de champ de perméabilité.

D'autres propriétés de roches peuvent varier spatialement, comme la perméabilité relative. Ce cas n'a pas été considéré ici, mais il pourrait influencer la migration et la dissolution du CO<sub>2</sub> ainsi que la pression d'injection d'après les études de Mathias et al. [31], Flett et al. [32] pour des valeurs uniformes. Néanmoins, comme pour la compressibilité des pores, l'influence des valeurs uniformes sur les résultats n'implique pas toujours un effet significatif de sa variabilité spatiale.

## 4.7 Conclusion

La dispersion des résultats à partir des réalisations de champs de perméabilité indique une forte sensibilité de la réponse en pression et de la migration du CO<sub>2</sub> à la variabilité spatiale de perméabilité.

Etant donné les différences majeures de prévisions selon la méthode de représentations, le choix de la méthode de représentation de la variabilité spatiale et les incertitudes associées sont critiques pour l'évaluation du stockage et de ses risques.

D'après nos résultats, les méthodes de représentations simplifiées comme les modèles homogènes ou par couches donnent des résultats fortement déviés par rapport aux modèles représentant la variabilité latérale et verticale et ne sont donc pas adaptées pour les études de faisabilité du stockage de CO<sub>2</sub>. Les modélisations par classes ou semi-homogènes sont appropriées pour tenir compte de l'influence de la variabilité spatiale de la perméabilité sur la réponse du système à l'injection de CO<sub>2</sub>. Toutefois, la résolution optimale dépend du type de réponses à estimer. Les modèles par classes et semi-homogènes donnent des résultats suffisamment précis sur la migration du panache, l'injectivité et la perturbation de pression dans la zone d'injection. Cependant :

- les modèles par classes sont à privilégier pour l'estimation de la perturbation de pression à grande échelle ;
- les modèles semi-homogènes donneront des prédictions plus précises pour le taux de dissolution.

La variabilité spatiale de la porosité et de la compressibilité des pores associée a également été envisagée. L'influence de la variabilité spatiale pour ces deux propriétés apparaît négligeable par rapport à celle de la perméabilité. Leur variabilité spatiale peut être approchée par une valeur uniforme pour la porosité et la compressibilité des pores.

### Références Bibliographiques du Chapitre 4

- [1] G. Keating, R. Middleton, H. Viswanathan, P. Stauffer, and P. Pawar. How storage uncertainty will drive CCS infrastructure. *Energy Procedia*, 4(2010) :2393–2400, January 2011. ISSN 18766102. doi : 10.1016/j.egypro.2011.02.132.
- [2] J.M. Nordbotten, B. Flemisch, S.E. Gasda, H.M. Nilsen, Y. Fan, G.E. Pickup, B. Wiese, M.a. Celia, H.K. Dahle, G.T. Eigestad, and K. Pruess. Uncertainties in practical simulation of CO<sub>2</sub> storage. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 9 :234–242, July 2012. ISSN 17505836. doi : 10.1016/j.ijggc.2012.03.007.
- [3] Gh. de Marsily, J. Goncalves, F. Delay, P. Renard, V. Teles, and S. Violette. Dealing with spatial heterogeneity. *Hydrogeology Journal*, 13(1) :161–183, February 2005. ISSN 1431-2174. doi : 10.1007/s10040-004-0432-3.
- [4] C. de Fouquet, H. Beucher, A. Galli, and C. Ravenne. Conditional simulation of random sets : Application to an argillaceous sandstone reservoir. In M. Armstrong, editor, *Geostatistics*, pages 517–530. 1989.
- [5] M. Armstrong, A. Galli, and H. Beucher. *Plurigaussian Simulations in Geosciences*. Springer, 2011. ISBN 9783642196072.

- [6] Q. Zhou, J. Birkholzer, E. Mehnert, Y.-F. Lin, and K. Zhang. Modeling basin- and plume-scale processes of CO<sub>2</sub> storage for full-scale deployment. *Ground water*, 48(4) :494–514, 2010. ISSN 1745-6584. doi : 10.1111/j.1745-6584.2009.00657.x.
- [7] H. Yamamoto, K. Zhang, K. Karasaki, A. Marui, H. Uehara, and N. Nishikawa. Numerical investigation concerning the impact of CO<sub>2</sub> geologic storage on regional groundwater flow. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 3(5) :586–599, 2009.
- [8] R. Zhao, J. Cheng, and K. Zhang. CO<sub>2</sub> Plume Evolution and Pressure Buildup of Large-scale CO<sub>2</sub> Injection into Saline Aquifers in Sanzhao Depression, Songliao Basin, China. *Transport in Porous Media*, 95(2) :407–424, August 2012. ISSN 0169-3913. doi : 10.1007/s11242-012-0052-7.
- [9] J.T. Birkholzer, Q. Zhou, A. Cortis, and S. Finsterle. A Sensitivity Study on Regional Pressure Buildup from Large-Scale CO<sub>2</sub> Storage Projects. *Energy Procedia*, 4 :4371–4378, January 2011. ISSN 18766102. doi : 10.1016/j.egypro.2011.02.389.
- [10] J. Birkholzer, Q. Zhou, and C.-F. Tsang. Large-scale impact of CO<sub>2</sub> storage in deep saline aquifers : A sensitivity study on pressure response in stratified systems. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 3(2) :181–194, December 2009. ISSN 1750-5836. doi : DOI:10.1016/j.ijggc.2008.08.002.
- [11] J. Rohmer and D. Seyedi. Coupled Large Scale Hydromechanical Modelling for Caprock Failure Risk Assessment of CO<sub>2</sub> Storage in Deep Saline Aquifers. *Oil & Gas Science and Technology-revue De L Institut Francais Du Petrole*, 65(3) :503–517, 2010. doi : 10.2516/ogst/2009049.
- [12] E. Pesquet-Ardisson. Hydrodynamic impact of an industrial-scale operation of CO<sub>2</sub> storage. Management of conflicting interests with other underground space uses. Technical report, 2010.
- [13] J. Birkholzer, A. Cihan, and Q. Zhou. Impact-driven pressure management via targeted brine extraction : Conceptual studies of CO<sub>2</sub> storage in saline formations. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 7 :168–180, March 2012. ISSN 17505836. doi : 10.1016/j.ijggc.2012.01.001.
- [14] C. Doughty. Investigation of CO<sub>2</sub> Plume Behavior for a Large-Scale Pilot Test of Geologic Carbon Storage in a Saline Formation. *Transport in Porous Media*, 82(1) :49–76, May 2009. ISSN 0169-3913. doi : 10.1007/s11242-009-9396-z.
- [15] M. Person, A. Banerjee, J. Rupp, C. Medina, P. Lichtner, C. Gable, R. Pawar, M. Celia, J. McIntosh, and V. Bense. Assessment of basin-scale hydrologic impacts of CO<sub>2</sub> sequestration, Illinois basin. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 4(5) :840–854, September 2010. ISSN 17505836. doi : 10.1016/j.ijggc.2010.04.004.
- [16] K. Bandilla, M. Celia, T. Elliot, M. Person, K. Ellett, J. Rupp, C. Gable, and Y. Zhang. Modeling carbon sequestration in the illinois basin using a vertically-integrated approach. *Computing and Visualization in Science*, 15(1) :39–51, 2012. ISSN 1432-9360. doi : 10.1007/s00791-013-0195-2.

- [17] J.-P. Nicot. Evaluation of large-scale CO<sub>2</sub> storage on fresh-water sections of aquifers : An example from the Texas Gulf Coast Basin. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2(4) :582–593, 2008.
- [18] J.-M. Lemieux. Review : The potential impact of underground geological storage of carbon dioxide in deep saline aquifers on shallow groundwater resources. *Hydrogeology Journal*, (4) :757–778, 2011.
- [19] S. Li, Y. Zhang, and X. Zhang. A study of conceptual model uncertainty in large-scale CO<sub>2</sub> storage simulation. *Water Resources Research*, (5), 2011.
- [20] R.A. Chadwick, D. J. Noy, and S. Holloway. Flow processes and pressure evolution in aquifers during the injection of supercritical CO<sub>2</sub> as a greenhouse gas mitigation measure. *Petroleum Geoscience*, 15(1) :59–73, 2009.
- [21] T.. Buscheck, Y. Sun, M. Chen, Y. Hao, T. Wolery, W. Bourcier, Be. Court, M.. Celia, S. Julio Friedmann, and R. Aines. Active CO<sub>2</sub> reservoir management for carbon storage : Analysis of operational strategies to relieve pressure buildup and improve injectivity. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 6 :230–245, January 2012. ISSN 17505836. doi : 10.1016/j.ijggc.2011.11.007.
- [22] G. Matheron. *Elements pour une théorie des milieux poreux*. Ed. Mason, Paris, 1967.
- [23] N. Copty, P. Trincherro, and X. Sanchez-Vila. Inferring spatial distribution of the radially integrated transmissivity from pumping tests in heterogeneous confined aquifers. *Water Resources Research*, 47(5) :1–11, May 2011. ISSN 0043-1397. doi : 10.1029/2010WR009877.
- [24] R. Farajzadeh, P. Ranganathan, P.L.J. Zitha, and J. Bruining. The effect of heterogeneity on the character of density-driven natural convection of CO<sub>2</sub> overlying a brine layer. *Advances in Water Resources*, 34(3) :327–339, March 2011. ISSN 03091708. doi : 10.1016/j.advwatres.2010.12.012.
- [25] M. Flett, R. Gurton, and G. Weir. Heterogeneous saline formations for carbon dioxide disposal : Impact of varying heterogeneity on containment and trapping. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 57(1-2) :106–118, May 2007. ISSN 09204105. doi : 10.1016/j.petrol.2006.08.016.
- [26] M. De Lucia, C. de Fouquet, V. Lagneau, and R. Bruno. Equivalent block transmissivity in an irregular 2D polygonal grid for one-phase flow : A sensitivity analysis. *Comptes Rendus Geoscience*, 341(4) :327–338, April 2009. ISSN 16310713. doi : 10.1016/j.crte.2008.11.014.
- [27] U. Lengler, M. De Lucia, and M. Kühn. The impact of heterogeneity on the distribution of CO<sub>2</sub> : Numerical simulation of CO<sub>2</sub> storage at Ketzin. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 4(6) :1016–1025, December 2010. ISSN 17505836. doi : 10.1016/j.ijggc.2010.07.004.
- [28] F. Diedro. *Influence de la variabilité pétrophysique et minéralogique des réservoirs géologiques sur le transfert réactif*. PhD thesis, Ecoles Nationale Supérieure des Mines de Saint-Etienne, 2009.

- [29] J. Heath, P. Kobos, J. Roach, T. Dewers, and S. Mckenna. Geologic Heterogeneity and Economic Uncertainty of Subsurface Carbon Dioxide Storage. *SPE Economics & Management*, 4(1) :32–41, 2012.
- [30] R. Horne. *Modern Well Test Analysis : A computer-aided Approach*. Petroway Inc., 2nd editio edition, 1995.
- [31] S. Mathias, J. Gluyas, G. González Martínez de Miguel, S. Bryant, and D. Wilson. On relative permeability data uncertainty and CO2 injectivity estimation for brine aquifers. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 12 :200–212, January 2013. ISSN 17505836. doi : 10.1016/j.ijggc.2012.09.017.
- [32] M. Flett, R. Gurton, and I. Taggart. Heterogeneous saline formations : Long-term benefits for geo-sequestration of greenhouse gases. In *Proc 7th Intl Conf on Greenhouse Gas Control Technologies September 2004 Vancouver Canada*, volume I, pages 501–509. Elsevier Ltd., 2005.

## Chapitre 5

# Incertitudes sur les paramètres géologiques et conséquences pour les études de faisabilité <sup>1</sup>

### 5.1 Introduction

L'objectif de ce chapitre est d'étudier l'influence relative de paramètres géologiques, habituellement peu ou mal caractérisés, et de leurs incertitudes associées sur la réponse du système et donc d'identifier quels paramètres ont une influence négligeable et lesquels sont critiques pour la qualité de l'étude prédictive.

D'après les conclusions des chapitres précédents, la variabilité spatiale de la compressibilité des pores et de la porosité est négligée. Nous comparons maintenant l'influence de la perméabilité et de ses hétérogénéités à celle d'autres paramètres géologiques, à l'échelle régionale.

Les paramètres géologiques considérés sont : la variabilité spatiale de la perméabilité et les longueurs de corrélations associées (figure 5.1), la compressibilité des pores et la perméabilité intrinsèque de la couverture et du réservoir ainsi que les perméabilités relatives. Hormis pour la perméabilité, l'influence des paramètres est étudiée pour des valeurs uniformes.

A l'exception de la perméabilité intrinsèque du réservoir et de la couverture et la compressibilité des pores du réservoir, ces paramètres ont été peu étudiés dans le cadre d'un projet à l'échelle régionale.

Puisque le modèle homogène ne permet pas d'approcher le comportement en pression ou en migration du CO<sub>2</sub> du modèle hétérogène plus réaliste, l'influence de chacun des paramètres est en premier lieu étudiée à partir des résultats des 200 réalisations du modèle de variabilité spatiale continue de perméabilité. Les résultats de l'étude de sensibilité obtenus sur les deux modèles homogènes sont également présentés afin de les comparer par la suite, à ceux obtenus par modèle hétérogène. Le second objectif de ce chapitre est donc d'évaluer si une étude de sensibilité effectuée sur ces deux types de modèles mène à des conclusions différentes et donc d'identifier si des interactions existent entre influence de la variabilité spatiale de perméabilité et influences des autres paramètres.

Dans ce chapitre, nous ne rappelons pas l'influence spécifique de la variabilité spatiale de la perméabilité qui a été décrite dans le chapitre précédent.

---

1. Sujet partiellement présenté à la conférence "TOUGH Symposium 2012" Berkeley, USA, Septembre 2012,



CHAPITRE 5. INCERTITUDES SUR LES PARAMÈTRES GÉOLOGIQUES ET CONSÉQUENCES POUR LES ÉTUDES DE FAISABILITÉ

TABLE 5.1 – Paramètres de l'étude de sensibilité et [Nomenclature] utilisée pour désigner les scénarios.

Paramètres	Scénario de référence	Etude de sensibilité
Perméabilité	Variabilité spatiale continue (log-normal, mean=100mD, median=32.5mD, $\sigma_{Log}=1.5$ )	Homogène : moyenne [K100] médiane [K32]
Longueur de corrélation	600m [CL600]	300m [CL300] 1200m [CL1200]
Compressibilité des pores	$9.65 \cdot 10^{-10} \text{ Pa}^{-1}$ [Cp9]	$5.51 \cdot 10^{-10} \text{ Pa}^{-1}$ [Cp5] $16.99 \cdot 10^{-10} \text{ Pa}^{-1}$ [Cp16]
Courbes de perméabilités relatives	Données expérimentales [2] [RPDogger]	Van Genuchten-Mualem & Brooks-Corey [RPVG] Nisku aquifer data [RPNisku] [3]
Perméabilité de la couverture (uniforme)	0 [Kc0]	$10^{-19} \text{ m}^2$ [Kc19] $10^{-17} \text{ m}^2$ [Kc17]
Compressibilité des pores de la couverture	0 [Cpc0]	$3.48 \cdot 10^{-10} \text{ Pa}^{-1}$ [Cpc10] $3.48 \cdot 10^{-8} \text{ Pa}^{-1}$ [Cpc8]

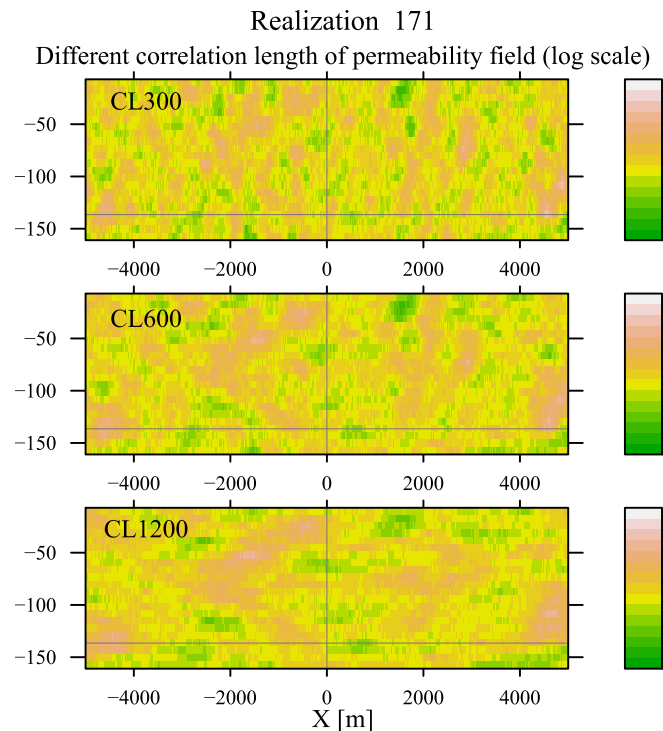


FIGURE 5.1 – Exemple, pour une des réalisations, des différentes longueurs de corrélation examinées.

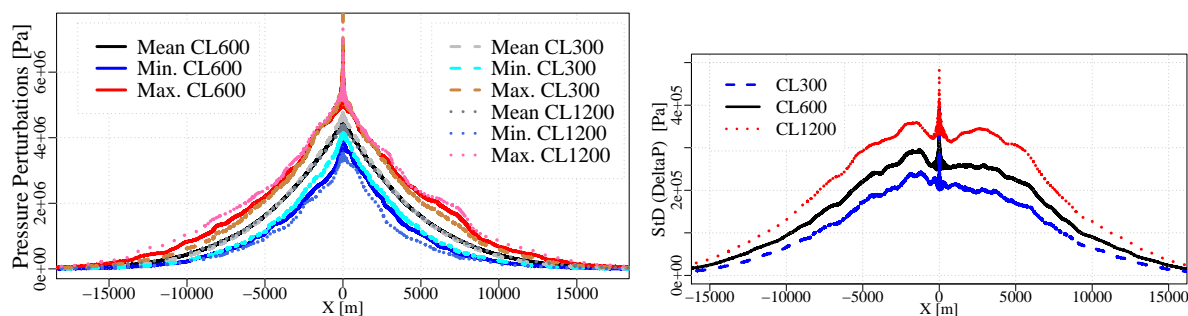
Les paramètres étudiés et leurs intervalles de valeurs, décrits au tableau 5.1, s'appuient sur des données de l'aquifère du Dogger (chapitre 2 et annexes C). Les paramètres incertains et les intervalles d'incertitudes étudiés sont donc réalistes mais restent spécifiques au cas du Dogger.

Pour les scénarios de longueur de corrélation, seule la longueur de corrélation latérale est modifiée. Pour le scénario de référence, la longueur de corrélation dans la direction latérale est de 600m, et de 20 m verticalement. Cette anisotropie géométrique s'appuie sur des études précédentes qui utilisaient un rapport de 1/30 entre portée horizontale et verticale pour l'aquifère du Dogger (Diedro [4]). Les valeurs de portées s'appuient sur les résultats d'études géothermiques qui indiquent une épaisseur productive d'environ une dizaine de mètres et une importante variabilité latérale des unités productives, rendant difficiles leurs corrélations à l'échelle kilométrique (Lopez et al. [5], Rojas et al. [6]). A cause des incertitudes sur ces valeurs, deux autres cas sont considérés : une longueur de corrélation latérale de 300m et une de 1200m. L'étude est réalisée à tirage fixé, c'est-à-dire que les mêmes réalisations sont utilisées, les champs de perméabilité étant modifiés en fonction de la longueur de corrélation (exemple : figure 5.1).

## 5.2 Influence individuelle sur la réponse en pression

### 5.2.1 Longueur de corrélation de la variabilité spatiale de la perméabilité

Les résultats moyens sont presque identiques pour les différents scénarios de longueur de corrélation : une faible augmentation du profil de pression moyen est observée pour la plus grande longueur de corrélation (et réciproquement pour la plus petite longueur de corrélation, figure 5.2a).



(a) Profils des perturbations de pression des comportements minimum, moyen et maximum.

(b) Profils des écart-types de perturbations de pression

FIGURE 5.2 – Résultats en pression pour différents scénarios de longueur de corrélation de perméabilité, à un an d'injection.

En revanche, pour les enveloppes maximum et minimum, une plus grande longueur de corrélation induit une augmentation de l'amplitude des perturbations de pression maximum et une diminution des minimum. A l'inverse, une plus faible longueur de corrélation réduit l'écart entre profils maximum et minimum. Toutefois, l'augmentation de pression au puits tend à être supérieure avec une plus faible longueur de corrélation en comparaison aux autres cas.

Comme observé à la figure 5.2b, les écarts-types des perturbations de pression augmentent avec la longueur de corrélation. De plus, l'écart entre les profils d'écarts-types des longueur

de corrélation de 1200 et 600m est plus important qu'entre ceux des longueurs de corrélation de 600 et 300m. Les mêmes résultats sont obtenus pour les écarts-types relatifs (dispersion relative) puisque les résultats moyens sont similaires dans tous les cas. Par conséquent, une plus grande longueur de corrélation du champ de perméabilité tend à amplifier les incertitudes en termes de perturbations de pression.

### 5.2.2 Compressibilité des pores de la formation d'injection

Comme relevé par Schäfer et al. [7], Zhou et al. [8], Ghaderi et al. [9], la compressibilité des pores de la formation d'injection influence significativement la réponse en pression. Une plus forte compressibilité des pores réduit le pic de pression au puits ainsi que l'amplitude et la propagation des perturbations de pression (figure 5.3a).

D'autre part, les écarts entre comportements maximum pour différentes valeurs de compressibilités des pores (*CP5* et *CP16*) peuvent être plus importants que ceux entre comportements maximum et minimum pour une valeur de compressibilité des pores fixée (e.g. *CP5*). Par conséquent, les incertitudes sur la valeur de compressibilité des pores pourraient conduire à un intervalle d'incertitudes équivalent ou supérieur à celui induit par la variabilité spatiale de la perméabilité, pour la prévision de la réponse en pression.

### 5.2.3 Courbes de perméabilités relatives

La dispersion des résultats n'est significativement modifiée qu'au puits en fonction des courbes de perméabilités relatives (figure 5.3a). La valeur maximale de pression au puits est fortement augmentée pour le scénario *RPNisku* comparé au scénario de référence *RPDogger*. L'utilisation du modèle de perméabilités relatives de Brooks-Corey ou des données de l'aquifère de Nisku exacerbe le comportement en pression au puits pour certaines des réalisations, à cause de la plus faible mobilité des fluides par rapport aux données de l'aquifère du Dogger.

En revanche, même si les propriétés de perméabilités relatives influencent le pic de pression au puits, elles n'affectent pas la propagation de perturbations de pression à l'échelle régionale. L'influence des propriétés de perméabilités relatives semble donc limitée à la zone diphasique puisqu'elles contrôlent la mobilité relative des deux fluides, et cet effet n'interfère pas avec le comportement en pression en dehors de cette zone.

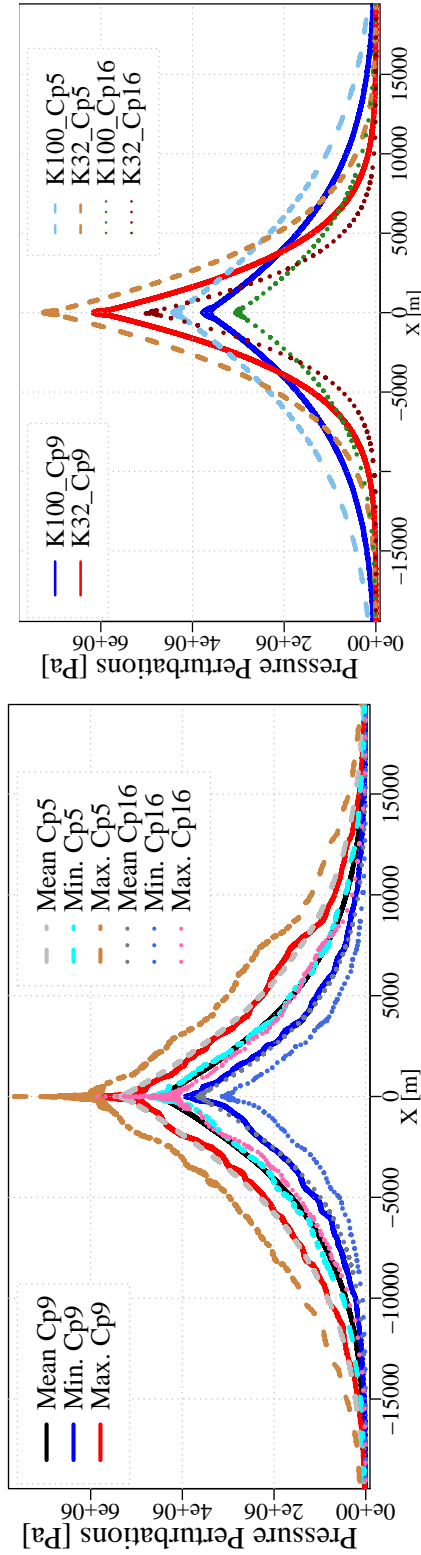
### 5.2.4 Propriétés de la couverture

#### 5.2.4.1 Influence de la perméabilité de la couverture

Pour évaluer l'influence de la perméabilité de la couverture, sa compressibilité des pores est fixée à une valeur faible de  $3.45 \cdot 10^{-10} \text{Pa}^{-1}$  (*Cpc10*, tableau 5.1).

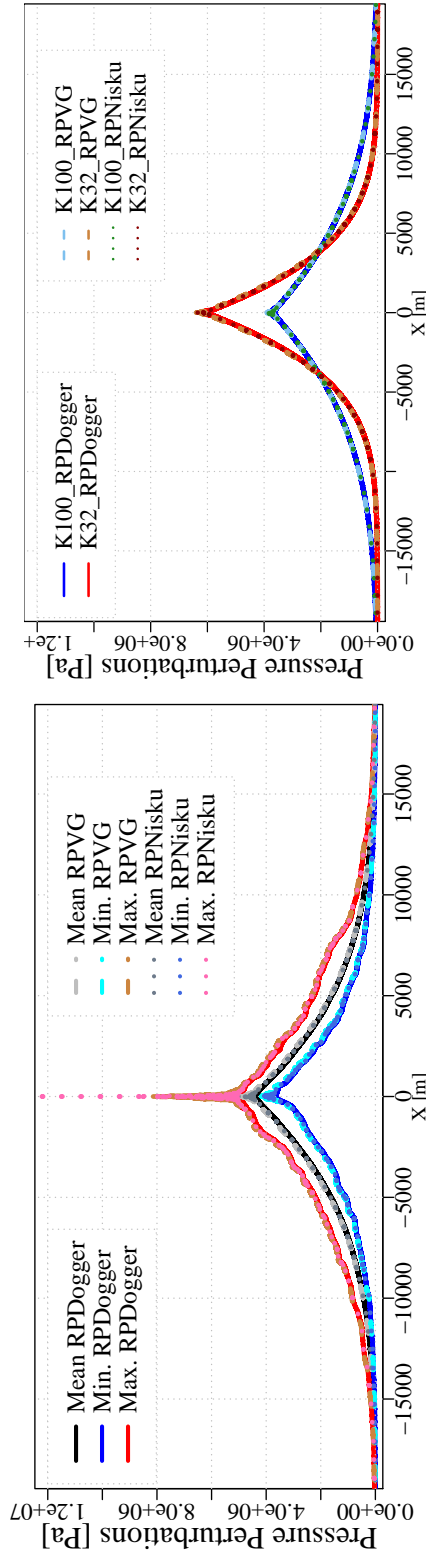
Il n'y a pas de différence significative en pression entre le cas où la couverture est imperméable et celui où la perméabilité a une faible perméabilité (*Kc19*) (figure 5.5a).

Par contre, on observe une diminution de l'amplitude de la perturbation de pression lorsque la perméabilité de la couverture est suffisamment élevée (*Kc17*), permettant le déplacement de saumure et la dissipation de pression à travers la couverture. A un an d'injection, les perturbations de pression atteignent alors presque le toit de la couverture (cf. figures E.1 et E.2 en annexe E). Pour une couverture moins épaisse ou éventuellement une plus forte perméabilité, les perturbations de pression auraient atteint les formations plus superficielles et l'atténuation de la perturbation de pression serait alors aussi influencée par les propriétés de ces formations



(a) Profils des perturbations de pression des comportements minimum, moyen et maximum des 200 réalisations du modèle à variabilité spatiale de perméabilité. (b) Profils de perturbations de pression pour les deux modèles homogènes

FIGURE 5.3 – Résultats en pression pour différents scénarios de compressibilités des pores de la formation d'injection, à un an d'injection.



(a) Profils des perturbations de pression des comportements minimum, moyen et maximum des 200 réalisations du modèle à variabilité spatiale de perméabilité. (b) Profils de perturbations de pression pour les deux modèles homogènes

FIGURE 5.4 – Résultats en pression pour différents scénarios de perméabilités relatives, à un an d'injection.

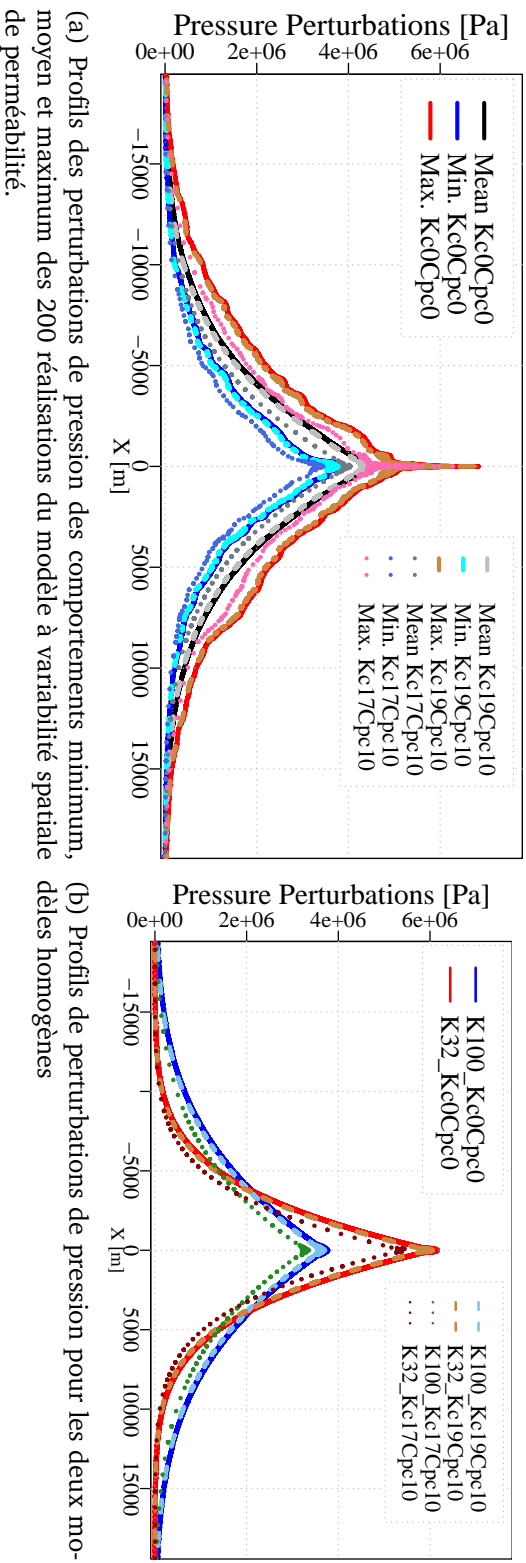


FIGURE 5.5 – Résultats en pression pour différents scénarios de perméabilité de la couverture, à un an d'injection.

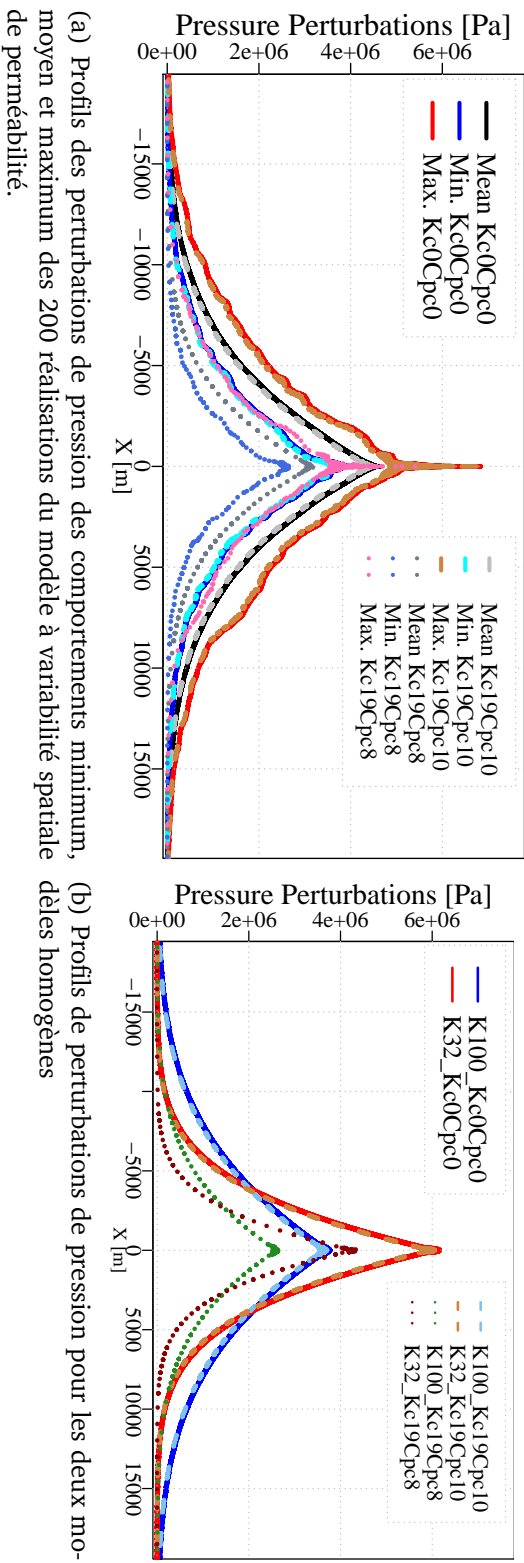


FIGURE 5.6 – Résultats en pression pour différents scénarios de compressibilité des pores de la couverture, à un an d'injection.

superficielles. Par conséquent, l'influence de la perméabilité de la couverture dépend de son épaisseur.

On retrouve pour l'influence de la perméabilité de la couverture, les mêmes limites que pour celle de la perméabilité du réservoir, qui dépend du volume poral disponible (i.e. conditions aux limites, épaisseur et surface disponible, e.g. Eccles et al. [10], Mathias et al. [11], Zhou et al. [12] cf. chapitre 1). Néanmoins, l'influence de la perméabilité de la couverture reste moindre que celle du réservoir, que ce soit dans le cas hétérogène ou homogène (alors que l'intervalle d'incertitude pour celle du réservoir est plus faible, figure 5.5b).

#### 5.2.4.2 Influence de la compressibilité des pores de la couverture

La perméabilité de la couverture est fixée à une valeur faible ( $10^{-19}\text{m}^2$ ,  $Kc19$ ) pour étudier l'influence de la compressibilité des pores de la couverture.

Comme vu précédemment, pour une compressibilité des pores de  $3.45 \cdot 10^{-10}\text{Pa}^{-1}$  ( $Cpc10$ ) et une perméabilité de  $10^{-19}\text{m}^2$  ( $Kc19$ ), les propriétés de la couverture n'influencent pas significativement la réponse en pression (figure 5.5a).

En revanche, pour une augmentation de compressibilité des pores du même ordre de grandeur que la variation de perméabilité de la couverture précédente, les perturbations de pression sont drastiquement réduites. L'atténuation des perturbations du système par l'augmentation du volume poral disponible via un milieu poreux plus compressible<sup>2</sup>, est significativement plus importante que la relaxation induite par une perméabilité de la couverture relativement élevée.

La diminution des perturbations de pression est comparable à l'intervalle de dispersion produit par la variabilité spatiale de la perméabilité du réservoir puisque l'enveloppe de pression maximum obtenue avec la plus faible compressibilité des pores de la couverture est superposée à l'enveloppe minimum du cas de référence<sup>3</sup>, sauf dans la zone d'injection.

### 5.3 Hiérarchisation des influences sur la réponse en pression et interaction avec la représentation du champ de perméabilité

Les résultats des 200 réalisations des modèles de variabilité spatiale de perméabilité sont présentés sous forme de "boxplots" (boîtes à moustaches), décrivant la distribution des résultats (médiane, quantiles de 25% et 75%) et leur dispersion (les cercles représentent les valeurs extrêmes en dehors de l'intervalle de une fois et demi l'interquartile).

#### 5.3.1 Pression au puits

La réduction de la compressibilité des pores de la couverture conduit à l'une des plus importantes réductions de la pression au puits (figure 5.7), même avec une faible perméabilité de la couverture ( $Kc19Cpc8$ ). Au contraire, la perméabilité de la couverture est l'un des paramètres étudiés ayant le moins d'influence sur la réponse en pression au puits.

Pour l'intervalle d'incertitudes étudié, la variation de la valeur de la compressibilité des pores du réservoir (i.e. comparaison de  $CP5$  et  $CP16$ ) induit aussi l'une des plus importantes

---

2. Dans le cas de valeur de compressibilité des pores élevée, la perturbation de pression reste confinée aux premières couches de la couverture, à l'interface avec le réservoir cf. figure E.2

3. cas extrême où la couverture est imperméable, si les deux scénarios de même perméabilité de la couverture sont comparés, l'atténuation est équivalente à l'écart entre profil maximum et moyen

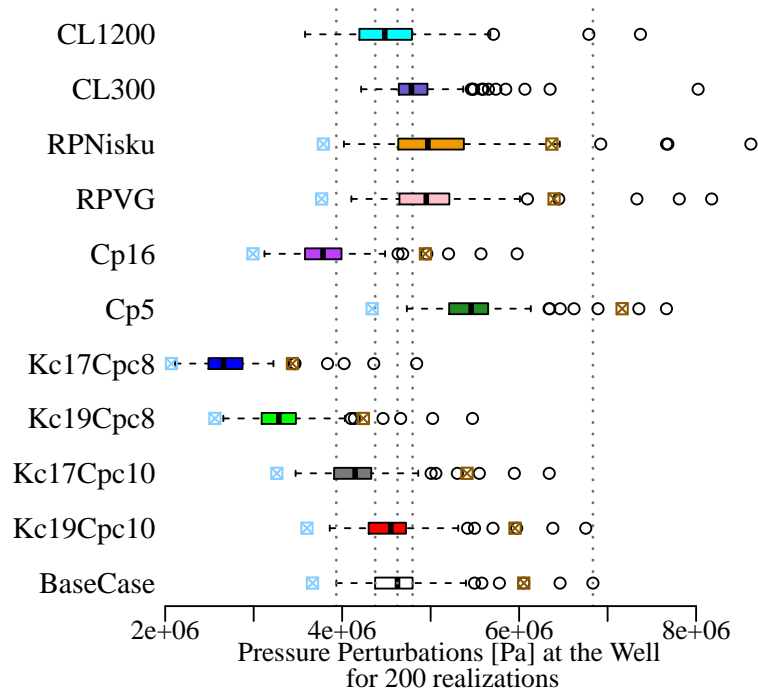


FIGURE 5.7 – Boxplots des perturbations de pression aux puits des 200 réalisations du modèle de variabilité spatiale de champ de perméabilité pour les différents scénarios de sensibilité. Les points représentent les résultats des modèle homogènes (K100 en bleu clair, K32 en marron). Résultats à un an d’injection.

variations de pression au puits pour les modèles hétérogènes et homogènes (voir également la figure 5.10).

Les propriétés de perméabilités relatives n’affectent quasiment pas la réponse en pression au puits des modèles homogènes, et seulement de peu la majorité des résultats des modèles hétérogènes. Toutefois, pour les modèles hétérogènes, les valeurs extrêmes sont drastiquement augmentées (par rapport au cas de référence). Les interactions entre l’influence des perméabilités relatives et celle des hétérogénéités exacerbent le comportement en pression au puits.

Après la sensibilité aux perméabilités relatives, la longueur de corrélation est le second paramètre ayant le plus d’influence sur la dispersion des résultats aux puits (augmentation de la dispersion avec la longueur de corrélation). En revanche, comme pour Lengler et al. [13], l’influence de la longueur de corrélation sur la médiane de la réponse en pression au puits apparaît plus faible que celles des autres paramètres.

La compressibilité des pores de la formation d’injection et les propriétés de la couverture affectent peu la dispersion des résultats en pression au puits des modèles hétérogènes.

En comparant au puits, les dispersions des résultats des modèles homogènes et des modèles hétérogènes, il est intéressant de noter que :

- Les différences entre résultats des modèles homogènes sont considérablement réduites avec l’augmentation de la compressibilité des pores de la couverture (différences d’environ 2.3-2.1MPa réduites à 1.6-1.3MPa) alors que dans le cas hétérogènes, la dispersion n’est presque pas modifiée (de 2.9MPa à 2.7MPa).
- La même tendance est observée pour la compressibilité des pores du réservoir. Les diffé-

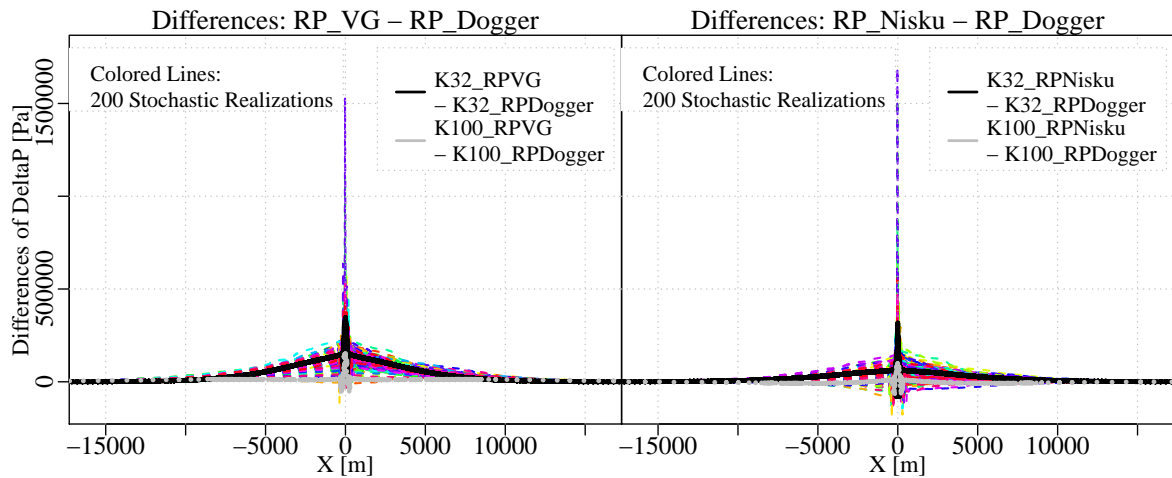


FIGURE 5.8 – Différences de perturbations de pressions entre scénarios de courbes de perméabilités relatives par rapport au cas de référence (*RPDogger*), pour chacune des réalisations (lignes pointillées colorées) et pour les modèles homogènes (courbes noires et grises) à un an d’injection. Pour certaines des réalisations du modèle hétérogène, les différences entre scénarios de courbes de perméabilités relative atteignent des valeurs importantes alors qu’elles restent faibles pour les modèles homogènes.

rences entre modèles homogènes diminuent significativement avec une plus faible compressibilité des pores (de 2.8MPa à 1.9MPa) alors que la dispersion des résultats du modèle hétérogène est similaire pour les différents scénarios de compressibilités des pores (de 2.9MPa à 2.85MPa).

- A l’inverse, les différences entre modèles homogènes sont équivalentes pour tous les scénarios de perméabilités relatives tandis que la dispersion du modèle hétérogène varie significativement en fonction du modèle de perméabilités relative (voir aussi la figure 5.8). La plus faible mobilité du gaz avec le modèle *RPVG*, quelle que soit la valeur de saturations en gaz, ou avec le modèle *RPNisku*, pour la majorité des valeurs de saturation en gaz, explique les différences positives obtenues sur la figure 5.8 par rapport aux résultats avec les propriétés de perméabilités relatives de l’aquifère du Dogger (*RPDogger*).

Donc, dans le cas de perméabilité homogène, de fortes valeurs de compressibilité des pores diminuent les incertitudes sur la réponse induites par les incertitudes sur la perméabilité ; cet effet n’est pas observable ou est négligeable si la perméabilité varie spatialement. Au contraire, l’influence des propriétés de perméabilités relatives peut être plus importante lorsque le milieu est hétérogène.

### 5.3.2 Propagation de la perturbation de pression

On examine également la sensibilité des résultats de propagations de perturbations de pression égales à 0.05MPa ou 1MPa aux valeurs des paramètres (figures 5.9).

Comme pour la pression au puits, l’influence de la compressibilité des pores de l’aquifère et de la couverture est la plus importante sur les valeurs médianes. L’influence de la perméabilité de la couverture est relativement faible et celle des perméabilités relatives sur la propagation de perturbations de pression peut être négligée.

L’influence des longueurs de corrélation sur la propagation de pression est similaire à celle



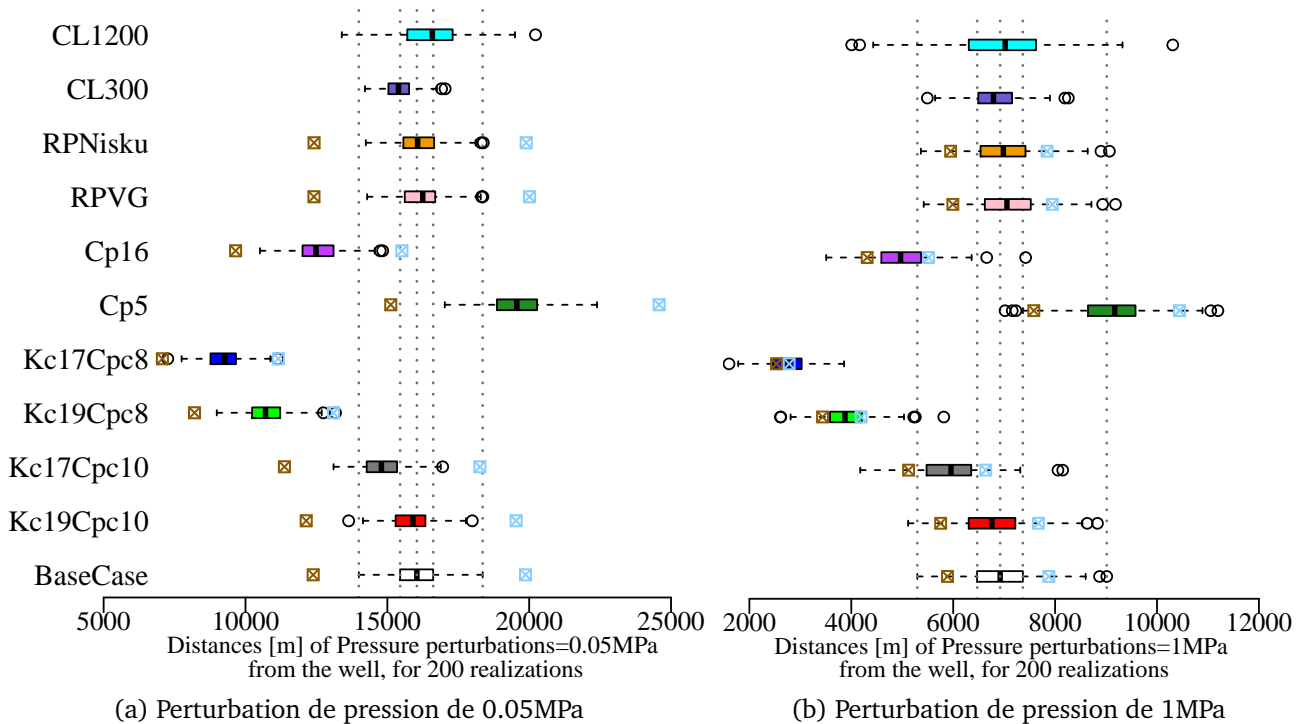


FIGURE 5.9 – Boxplots des distances de propagation de perturbation de pression des 200 réalisations du modèle de variabilité spatiale de champ de perméabilité pour les différents scénarios de sensibilité. Les points représentent les résultats des modèle homogènes (K100 en bleu clair, K32 en marron). Résultats à un an d’injection.

sur la pression aux puits. Elle affecte peu les valeurs médianes mais son influence est prépondérante sur la dispersion de la propagation des perturbations de pression. Ainsi, l’augmentation de la longueur de corrélation (de 300m à 1200m) multiplie, ici, par plus de deux, la dispersion de la propagation de la perturbation de 1MPa (de 2770m à 6300m pour 1MPa et d’environ 2800m à 6000m pour 0.05MPa).

L’augmentation de la compressibilité des pores de la couverture diminue significativement les différences de propagations pour les modèles homogènes (d’environ 7km à 4km pour 0.05MPa, de 1.9-1.5km à 700-250m pour 1MPa) alors qu’à nouveau, l’influence de ce paramètre sur la dispersion des modèles hétérogènes est bien plus faible (d’environ 4km à 3km pour 0.05MPa, de 3.8km à 2.2km pour 1MPa). Ces différences de comportement entre modèles hétérogènes et modèles homogènes sont mêmes plus accentuées pour la compressibilité des pores du réservoir (variation de la propagation de 1MPa de 4.2km à 3.9km pour le modèle hétérogène (CP5 et CP16) contre une variation de 2.8km à 1.2km pour les modèles homogènes).

Donc l’augmentation de la compressibilité des pores de la couverture et du réservoir réduit l’incertitude liée à la perméabilité mais de façon moins prononcée pour un milieu hétérogène, car la propagation de pression reste fortement contrainte par la variabilité spatiale de la perméabilité.

Finalement, les conséquences des incertitudes sur ces paramètres sur la réponse en pression sont comparées sur la figure 5.10 (i.e. différences des valeurs maximums obtenues pour deux scénarios de sensibilité sur le même paramètre). A l’exception des incertitudes sur la valeur de

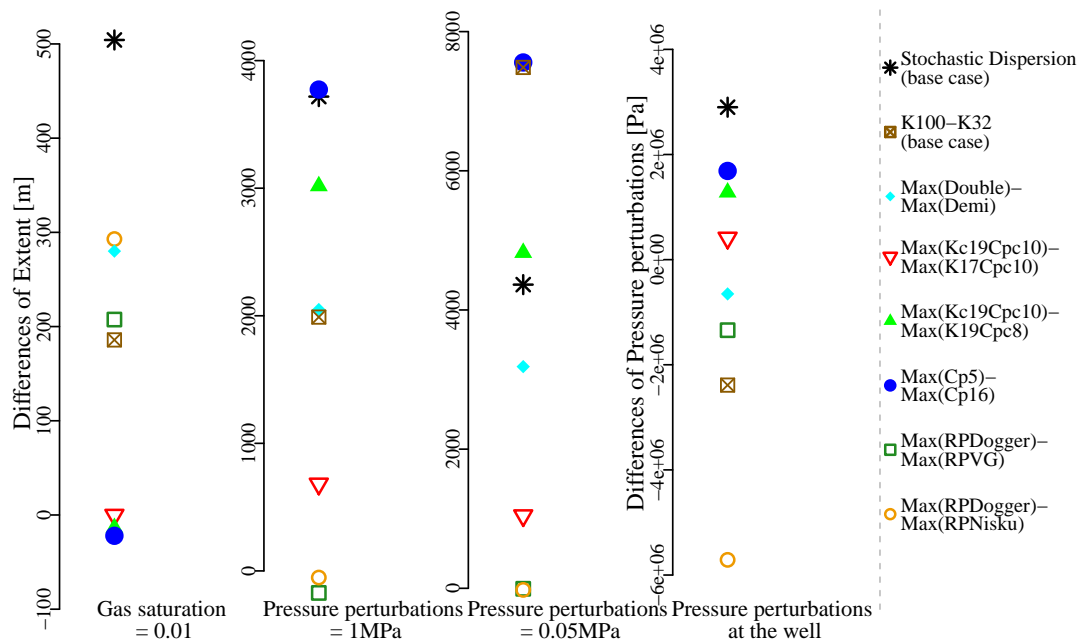


FIGURE 5.10 – Différences entre résultats maximums à un an d'injection entre scénarios de sensibilité pour l'intervalle d'incertitude de chaque paramètre. 200 réalisations du modèle de variabilité spatiale du champ de perméabilité (la dispersion stochastique est représentée par la différence entre résultats maximums et minimums du cas de référence) et modèles homogènes (cas de référence pour les paramètres autres que la perméabilité).

la perméabilité intrinsèque (champ de perméabilité uniforme), l'influence des paramètres sont comparés pour un modèle hétérogène, ce qui semble réaliste.

Les incertitudes en terme d'injectivité sont plus importantes dans le cas d'incertitude sur la variabilité spatiale de la perméabilité et sur les propriétés de perméabilités relatives, suivie par l'incertitude sur la compressibilité des pores du réservoir et de la couverture. Par contre, les incertitudes sur la propagation des perturbations de pression sont principalement liées aux incertitudes sur la compressibilité des pores du réservoir. Pour des propagations à l'échelle régionale, les faibles perturbations de pression sont aussi significativement influencées par la valeur (moyenne) de la perméabilité alors que les incertitudes sur la variabilité spatiale de perméabilité seraient plus critiques pour les fortes perturbations, plus proches de la zone d'injection.

## 5.4 Influence individuelle sur la migration et la dissolution du CO<sub>2</sub>

### 5.4.1 Longueur de corrélation de la perméabilité

La modification de longueur de corrélation affecte peu le profil moyen du panache (figure 5.11a), ce qui est cohérent avec l'étude de Jahangiri and Zhang [14].

En revanche, l'extension latérale maximale augmente avec la longueur de corrélation puisque les zones de migrations préférentielles peuvent être allongées. Inversement, pour une plus faible longueur de corrélation, l'extension latérale maximum diminue. Comme pour Lengler et al. [13], les profils statistiques ont tendance à avoir une forme plus régulière avec une plus

faible longueur de corrélation.

#### 5.4.2 Compressibilité des pores de la formation d'injection

Comme pour les études précédemment citées (Zhou et al. [8], Yamamoto and Doughty [15]), la compressibilité des pores n'influence pas la migration du panache (figure 5.11b).

#### 5.4.3 Courbes de perméabilités relatives

En fonction de la courbe de perméabilités relatives, la migration du panache change significativement (figure 5.11a). La migration du panache est plus limitée pour les scénarios *RPNisku* et *RPVG* (plus faible mobilité), avec au maximum une migration correspondant au profil moyen du scénario *RPDogger*. Quelques différences sont aussi observables entre *RPVG* et *RPNisku* : l'extension du panache est légèrement plus importante pour *RPNisku*. Cette différence s'explique par leur influence relative sur la mobilité en fonction de la saturation en gaz. Pour de faible saturation en gaz, les données de l'aquifère de Nisku conduisent à un CO<sub>2</sub> plus mobile que pour *RPVG*. Par conséquent, le gaz migre plus facilement et plus rapidement vers le toit du réservoir pour le cas *RPNisku*.

#### 5.4.4 Propriétés de la couverture

Les propriétés de la couverture ont une influence négligeable sur la migration du CO<sub>2</sub> (figure 5.13). Le faible écart entre le scénario de couverture imperméable et celui de compressibilité de pores de la couverture élevée s'explique probablement par la plus faible augmentation de pression dans le second cas, induisant une expansion légèrement plus importante du gaz.

La pression capillaire d'entrée du gaz de la couverture est suffisamment élevée pour éviter la migration du CO<sub>2</sub> à travers la couverture. Seul le CO<sub>2</sub> dissout apparaît à l'interface de la couverture et du réservoir.

### 5.5 Hiérarchisation des influences sur le comportement du CO<sub>2</sub> et interaction avec la représentation du champ de perméabilité

#### 5.5.1 Migration du CO<sub>2</sub>

Comme vu précédemment, l'influence des propriétés de la couverture (perméabilité et compressibilité des pores) et de la compressibilité des pores du réservoir sur l'extension du panache est négligeable. Les incertitudes majeures sur le comportement du panache proviennent de celles sur la variabilité spatiale de la perméabilité et de sa longueur de corrélation (figure 5.10 et 5.14).

Puisque les courbes de perméabilités relatives, basées sur le modèle de Brooks-Corey ou sur les données de Nisku, diminuent la mobilité du gaz comparées aux données du Dogger, alors l'extension latérale du gaz et sa dispersion sont plus limitées.

Néanmoins, la réduction de la dispersion dans le cas hétérogène est moins importante que pour les modèles homogènes. En effet, avec le modèle de Brooks-Corey (RPVG), l'extension du panache de CO<sub>2</sub> est quasiment identique pour les deux modèles homogènes (figure 5.11b). Dans ce cas, l'influence des propriétés de perméabilités relatives sur les incertitudes de migration du panache est équivalente à celle de la valeur de perméabilité intrinsèque.

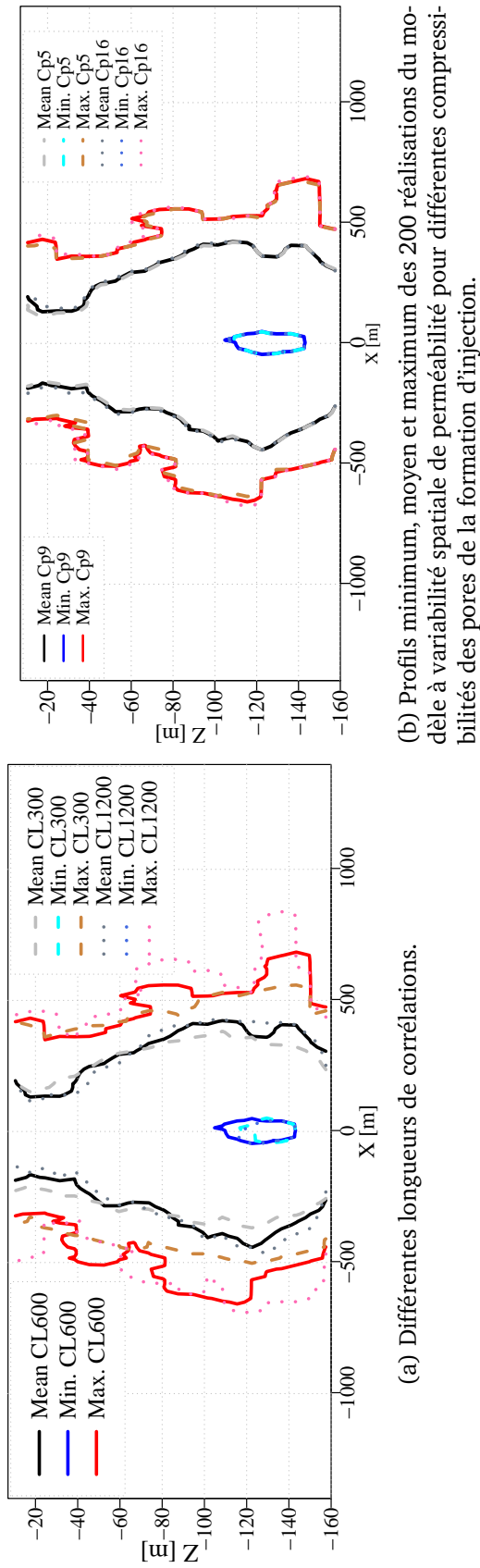


FIGURE 5.11 – Différents scénarios de compressibilité des pores.

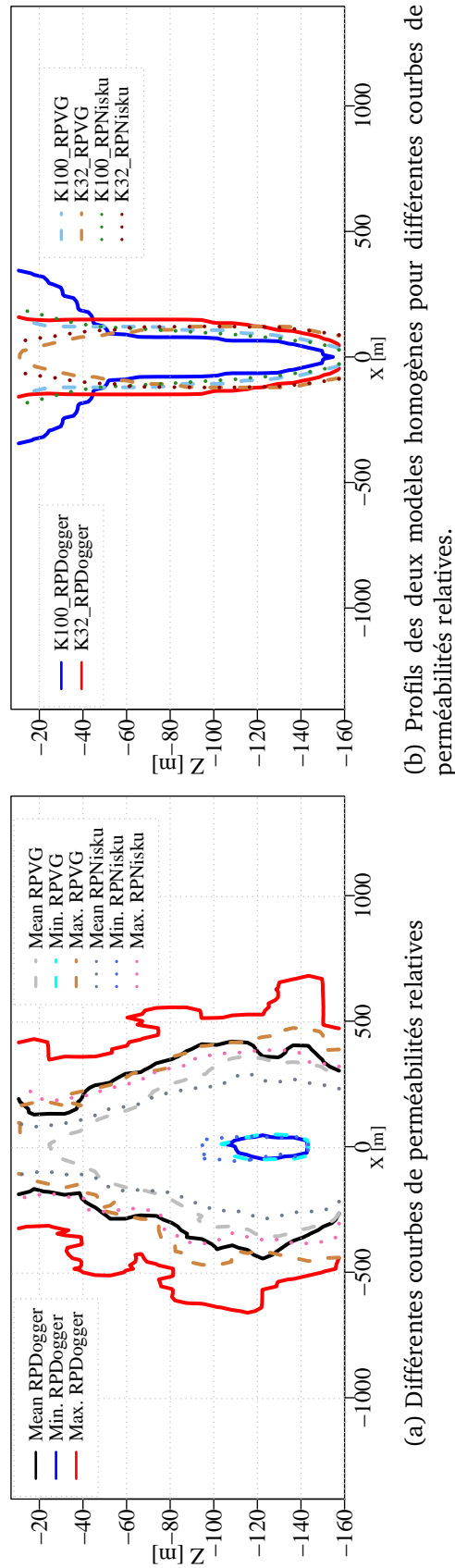


FIGURE 5.12 – Profils minimum, moyen et maximum de saturations en gaz ( $S_g=0.01$ ) des 200 réalisations du modèle à variabilité spatiale de perméabilité pour différents scénarios, à un an d'injection.

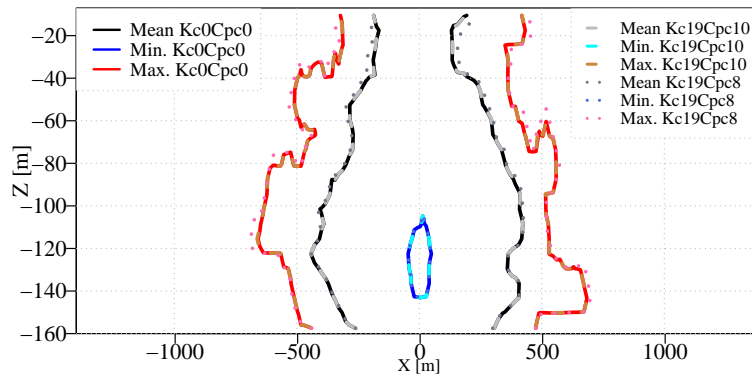


FIGURE 5.13 – Profils minimum, moyen et maximum de saturation en gaz ( $S_g=0.01$ ) des 200 réalisations du modèle à variabilité spatiale de perméabilité pour différentes compressibilités des pores de la couverture, à un an d’injection. Pour les scénarios de différentes perméabilités de couverture (Kc17Cpc10 et Kc19Cpc10), les profils de saturation en gaz sont superposés à ceux du cas de référence.

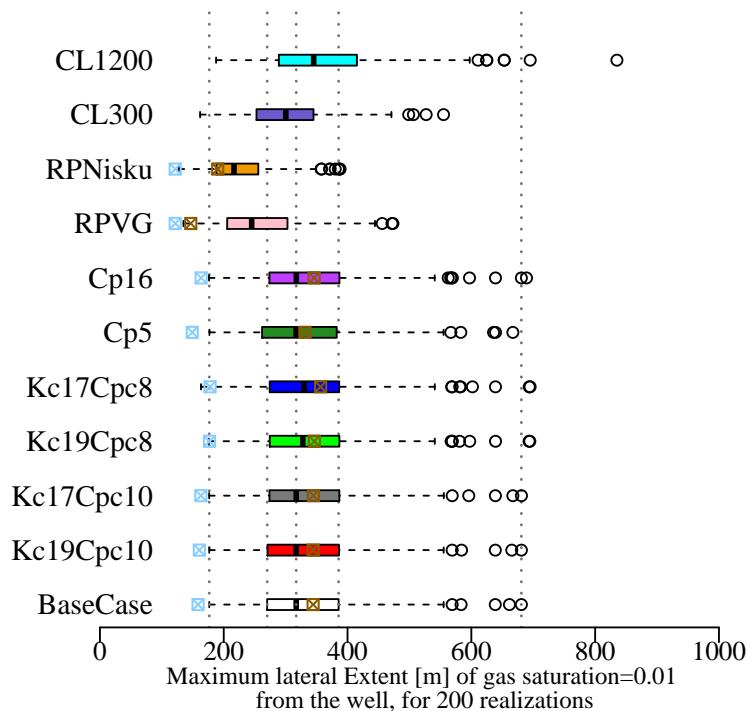


FIGURE 5.14 – Boxplots des extensions latérales du panache des 200 réalisations du modèle de variabilité spatiale de champ de perméabilité pour les différents scénarios de sensibilité. Les points représentent les résultats des modèle homogènes (K100 en bleu clair, K32 en marron). Résultats à un an d’injection.

### 5.5.2 Dissolution du $\text{CO}_2$

Le taux de dissolution dépend directement de la migration du panache puisqu’elle détermine la surface de l’interface entre saumure et  $\text{CO}_2$  (cf. chapitre 1). Par conséquent, comme

pour l'extension du panache, les propriétés de la couverture (perméabilité et compressibilité des pores) et de la compressibilité des pores du réservoir ont une influence négligeable (figures 5.15 et 5.16).

Cependant, dans le cas d'une compressibilité des pores de la couverture élevée, le taux de dissolution est légèrement plus élevé que dans le cas d'une couverture imperméable, en particulier pour les modèles homogènes (figure 5.15). Le volume de saumure en contact avec le CO<sub>2</sub>, à l'interface couverture-réservoir, augmente avec la compressibilité des pores et la perméabilité de la couverture, ce qui améliore le transfert. Puisque pour les modèles homogènes, l'extension latérale maximale est située en haut du réservoir, l'effet sur la dissolution peut être important. Pour le modèle hétérogène, cet effet est bien plus faible car l'extension latérale au toit du réservoir est plus limitée.

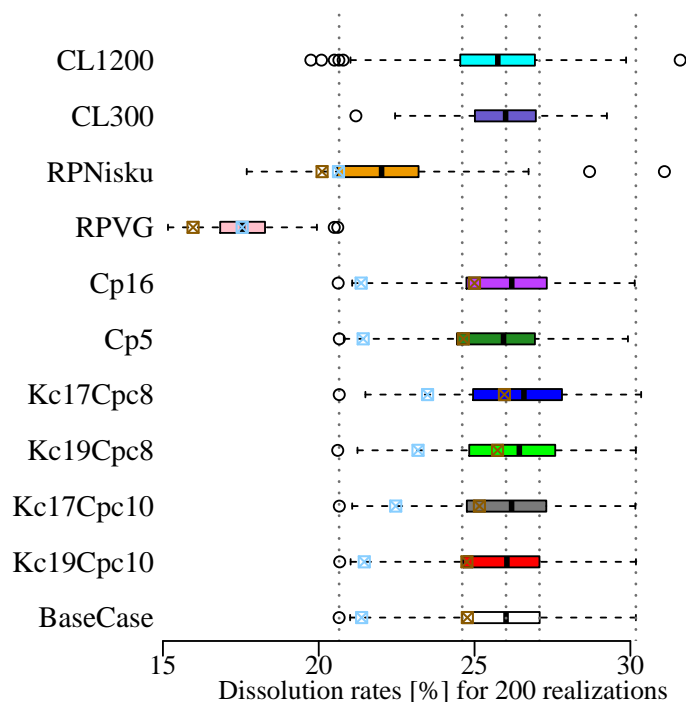


FIGURE 5.15 – Boxplots des taux de dissolution des 200 réalisations du modèle de variabilité spatiale de champ de perméabilité pour les différents scénarios de sensibilité. Les points représentent les résultats des modèle homogènes (K100 en bleu clair, K32 en marron). Résultats à un an d'injection.

Les principales incertitudes sur le taux de dissolution sont liées aux incertitudes sur la variabilité spatiale de la perméabilité (et la pression capillaire) et sur les courbes de perméabilités relatives. Les différences entre résultats de scénarios de perméabilités relatives sont similaires à la dispersion stochastique (figure 5.16). Comme précédemment, les taux de dissolution sont généralement plus importants pour le modèle hétérogène que pour les modèles homogènes (figure 5.15).

Réduisant la mobilité du gaz, le scénario de perméabilités relatives *RPVG*, induit une diminution significative du taux de dissolution comparé au cas de référence (*RPDogger*). Les différences entre *RPNisku* et *RPDogger* sont moins importantes à cause des perméabilités relatives plus élevées pour de faibles saturations en gaz du cas *RPNisku*.

Les variations de longueur de corrélation modifient légèrement le taux de dissolution. Les résultats médians restent similaires mais la dispersion des résultats est modifiée en fonction de la longueur de corrélation.

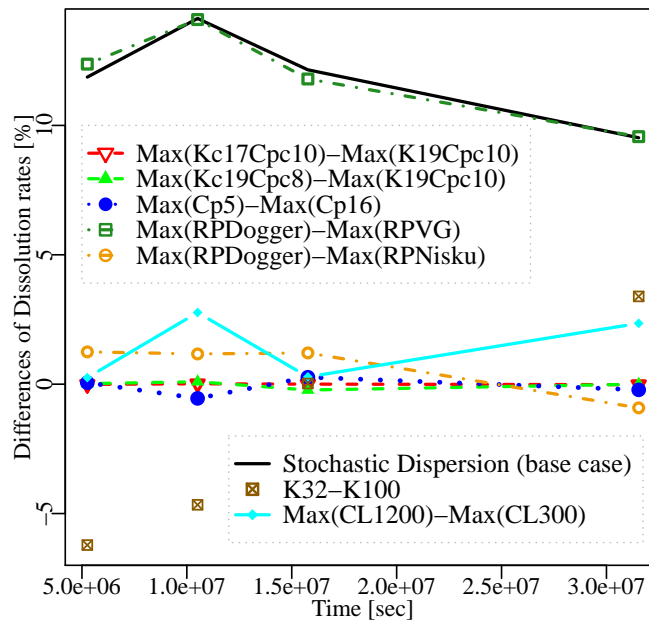


FIGURE 5.16 – Différences entre taux de dissolution maximum à un an d’injection entre scénarios de sensibilité pour l’intervalle d’incertitude de chaque paramètre. 200 réalisations du modèle de variabilité spatiale du champ de perméabilité (la dispersion stochastique est représentée par la différence entre résultats maximum et minimum du cas de référence) et différences de taux de dissolution des modèles homogènes (cas de référence pour les paramètres autres que la perméabilité).

## 5.6 Conclusion

Pour les modèles et scénarios envisagés, la perméabilité de la couverture a une influence relativement faible par rapport aux autres paramètres. Pour un intervalle de valeurs du même ordre de grandeur, les incertitudes sur la compressibilité des pores de la couverture seront plus problématiques pour les prévisions de perturbations de pression.

Néanmoins, les propriétés du réservoir telles que la compressibilité des pores et le champ de perméabilité (variabilité spatiale), sont les paramètres cruciaux pour l’étude des perturbations de pression. Les incertitudes par rapport à la compressibilité des pores peuvent même avoir des conséquences plus critiques sur les prévisions de la réponse en pression que les incertitudes relatives à la variabilité spatiale de la perméabilité.

L’interaction entre les effets du modèle de champ de perméabilité et les effets des autres paramètres a également été constatée. L’augmentation de la compressibilité des pores (réservoir ou couverture) et celle de la perméabilité de la couverture tendent à réduire l’incertitude celle liée à la perméabilité intrinsèque si des modèles homogènes sont considérés. Mais, cet effet est atténué en présence de variabilité spatiale de la perméabilité. Les perturbations de pression restent significativement affectées par la variabilité spatiale même si ces paramètres

ont une influence non-négligeable. L'influence des perméabilités relatives sur la dispersion de la migration du panache et de la dissolution du CO<sub>2</sub> est également atténuée par la variabilité spatiale de la perméabilité (et de la pression capillaire).

Au contraire, l'influence des perméabilités relatives sur l'injectivité est plus importante avec un modèle hétérogène qu'avec un modèle homogène. D'autres interactions entre influences des paramètres géologiques, qui n'ont pas été étudiées ici, peuvent se produire. Par exemple, pour une perméabilité ou compressibilité des pores de la couverture suffisamment élevées, l'influence des propriétés de la couverture pourrait atténuer les incertitudes sur les perturbations de pression relatives aux incertitudes sur la compressibilité des pores du réservoir.

Les principales incertitudes sur la migration du panache proviennent des incertitudes sur la variabilité spatiale de la perméabilité et des pressions capillaires ainsi que sur les propriétés de perméabilité relatives.

La longueur de corrélation du champ de perméabilité affecte considérablement la dispersion des résultats. Par conséquent, les incertitudes sur les longueurs de corrélation auront des répercussions importantes sur les incertitudes des prévisions puisque la variabilité spatiale de la perméabilité est généralement mal caractérisée.

La validité de cette étude doit être considérée pour la cas d'un aquifère latéralement étendu (pour un système fermé, les paramètres tels que les propriétés de la couverture pourront avoir une influence plus importante)

Enfin, l'étude a été limitée à deux dimensions, pour un an d'injection et pour un puits horizontal. Par conséquent, cette étude à court terme en 2D peut avoir accentué l'influence de la variabilité spatiale du champ de perméabilité sur les perturbations de pression. Mais sachant maintenant l'importance de son influence en deux dimensions, il est certain que pour un système 3D plus réaliste, ce paramètre reste un facteur-clef pour une caractérisation pertinente de la migration du panache et des perturbations de pression.

### Références Bibliographiques du Chapitre 5

- [1] S. Bouquet, D. Bruel, and C. de Fouquet. Influence of Geological Parameters on CO<sub>2</sub> Storage Prediction in Deep Saline Aquifer at Industrial Scale. In *TOUGH Symposium 2012*, volume 00, page 2, Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, California, September 17-19, 2012.
- [2] L. Andre, P. Audigane, M. Azaroual, and A. Menjot. Numerical modeling of fluid-rock chemical interactions at the supercritical CO<sub>2</sub>-liquid interface during CO<sub>2</sub> injection into a carbonate reservoir, the Dogger aquifer (Paris Basin, France). *Energy Conversion and Management*, 48(6) :1782–1797, 2007. doi : 10.1016/j.enconman.2007.01.006.
- [3] B. Bennion and S. Bachu. Relative Permeability Characteristics for Supercritical CO<sub>2</sub> Displacing Water in the Western Sedimentary Basin. In *Paper SPE 95547, presented at the 2005 SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Dallas, TX, USA, 2005.
- [4] F. Diedro. *Influence de la variabilité pétrophysique et minéralogique des réservoirs géologiques sur le transfert réactif*. PhD thesis, Ecoles Nationale Supérieure des Mines de Saint-Etienne, 2009.



- [5] S. Lopez, V. Hamm, M. Le Brun, L. Schaper, F. Boissier, C. Cotiche, and E. Giuglaris. 40 years of Dogger aquifer management in Ile-de-France, Paris Basin, France. *Geothermics*, 39(4) :339–356, 2010.
- [6] J. Rojas, D. Giot, Y. Le Nindre, A. Criaud, and M. Lambert. Caractérisation et modélisation du réservoir géothermique du Dogger Bassin Parisien , France rapport final. Technical report, Report BRGM/RR-30169-FR, BRGM, Orléans, France, 1989.
- [7] F. Schäfer, L. Walter, H. Class, and C. Müller. The regional pressure impact of CO<sub>2</sub> storage : a showcase study from the North German Basin. *Environmental Earth Sciences*, 65 (7) :2037–2049, August 2011. ISSN 1866-6280. doi : 10.1007/s12665-011-1184-8.
- [8] Q. Zhou, J. Birkholzer, E. Mehnert, Y.-F. Lin, and K. Zhang. Modeling basin- and plume-scale processes of CO<sub>2</sub> storage for full-scale deployment. *Ground water*, 48(4) :494–514, 2010. ISSN 1745-6584. doi : 10.1111/j.1745-6584.2009.00657.x.
- [9] S. Ghaderi, D. Keith, and Y. Leonenko. Feasibility of Injecting Large Volumes of CO<sub>2</sub> into Aquifers. In *Energy Procedia*, volume 1, pages 3113–3120. Elsevier, February 2009. ISBN 0000000000. doi : 10.1016/j.egypro.2009.02.092.
- [10] Jordan Eccles, Lincoln F Pratson, and Munish Kumar Chandel. Effects of well spacing on geological storage site distribution costs and surface footprint. *Environmental science & technology*, 46(8) :4649–56, April 2012. ISSN 1520-5851. doi : 10.1021/es203553e.
- [11] S. Mathias, J. Gluyas, G. González Martínez de Miguel, S. Bryant, and D. Wilson. On relative permeability data uncertainty and CO<sub>2</sub> injectivity estimation for brine aquifers. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 12 :200–212, January 2013. ISSN 17505836. doi : 10.1016/j.ijggc.2012.09.017.
- [12] Q. Zhou, J. Birkholzer, J. Rutqvist, and C. Tsang. Sensitivity Study of CO<sub>2</sub> Storage Capacity in Brine Aquifers with Closed Boundaries : Dependence on Hydrogeologic Properties. In *Sixth Annual Conference on Carbon Capture and Sequestration - DOE/NETL*, 2007.
- [13] U. Lengler, M. De Lucia, and M. Kühn. The impact of heterogeneity on the distribution of CO<sub>2</sub> : Numerical simulation of CO<sub>2</sub> storage at Ketzin. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 4(6) :1016–1025, December 2010. ISSN 17505836. doi : 10.1016/j.ijggc.2010.07.004.
- [14] H. Jahangiri and D. Zhang. Effect of spatial heterogeneity on plume distribution and dilution during CO<sub>2</sub> sequestration. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 5 (2) :281–293, March 2011. ISSN 17505836. doi : 10.1016/j.ijggc.2010.10.003.
- [15] H. Yamamoto and C. Doughty. Investigation of gridding effects for numerical simulations of CO<sub>2</sub> geologic sequestration. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, March 2011. ISSN 17505836. doi : 10.1016/j.ijggc.2011.02.007.

## Chapitre 6

# Sélection de réalisations stochastiques pour l'étude du stockage géologique de CO<sub>2</sub><sup>1</sup>

Pour évaluer les incertitudes d'injectivité ou de capacité de stockage, les simulations d'écoulement sont conduites sur des simulations géostatistiques du champ de perméabilité. Cependant les simulations d'écoulement multiphasique sur des modèles de plusieurs milliers ou plusieurs millions de mailles sont coûteuses en temps de calcul et ne peuvent pas être appliquées à de grands ensembles de réalisations.

Serait-il possible d'isoler un sous-ensemble de réalisations qui reproduirait le comportement statistique de l'ensemble exhaustif des réalisations ?

Une méthodologie de sélection de réalisations est proposée combinant une simplification de l'écoulement et des procédures de classifications. La réponse en pression peut être approchée en simulant un écoulement monophasique plutôt que multiphasique ce qui réduit drastiquement les temps de calcul (Nicot et al., 2011, cf. paragraphe 1.2.2). Nous proposons de sélectionner les réalisations à partir des résultats du monophasique. L'écoulement multiphasique est ensuite simulé uniquement sur le sous-ensemble sélectionné.

La variable d'intérêt pour évaluer l'efficacité de la méthode de sélection est la réponse en pression après un an d'injection, puisque c'est le facteur limitant l'injectivité et les risques d'interférences entre projets de stockage de CO<sub>2</sub>. Le profil de pression après 6 mois d'injection est le critère utilisé pour la sélection de réalisations. C'est donc une réponse variant spatialement contrairement aux études d'autres auteurs (e.g. Scheidt and Caers, 2009) pour lesquelles les critères de sélection étaient des scalaires tels que les volumes produits, injectés ou la pression au puits. De plus, la qualité prédictive de la sélection à partir des résultats à 6 mois est vérifiée en examinant si cette sélection peut être utilisée pour une période d'étude d'un an d'injection.

Deux méthodes de sélections sont comparées :

- Une méthode basée sur les distances entre réalisations (cf. annexe G). Elle repose sur le principe que si deux réalisations sont proches, soit en terme de modèle géologique, soit en terme de réponse approchée ("proxy-response") alors elles doivent se comporter de façon similaire en terme de simulation d'écoulement complet (e.g. Scheidt and Caer, 2009).

---

1. Sujet présenté aux conférences "MASCOTT-SAMO 2013", Nice, juillet 2013 et "Les Journées de Géostatistique 2013", Fontainebleau, Septembre 2013.

En utilisant des distances de similarités entre modèles de réservoir, des groupes de réalisations sont créés. La sélection d'une réalisation dans chacun des groupes devrait donner des propriétés statistiques similaires à celles de l'ensemble exhaustif des réalisations. La plupart des auteurs utilisent les simulations par ligne de courant (streamlines) comme réponse simplifiée pour calculer les distances de similarités. Ces distances sont projetées dans un espace euclidien multidimensionnel. La méthode des nuées dynamiques associée à une fonction-noyau est utilisée pour identifier les groupes de réalisations. Les groupes peuvent être initialisés par méthode spectrale et sont modifiés itérativement. Lorsque les distances entre réalisations et centroïdes des groupes sont minimisées, la réalisation la plus proche du centroïde du groupe correspondant est retenue pour représenter le sous-ensemble. Comme le nombre de réalisations diffère dans chacun des groupes, les statistiques du sous-ensemble sont pondérées proportionnellement à leur cardinal.

- Une méthode basée sur le classement des réalisations en fonction de leur proximité respectivement du comportement en pression minimal, maximal et moyen de l'ensemble des réalisations. Pour le minimum et le maximum, le critère de classement est le nombre de points similaires avec l'enveloppe de pression maximale ou minimale de l'ensemble des réalisations. Pour le comportement moyen, le critère est l'aire entre le profil de pression de la réalisation et celui de la pression moyenne de l'ensemble. Le nombre de réalisations sélectionnées dépend d'un critère d'erreur imposé par l'utilisateur entre les résultats statistiques du sous-ensemble sélectionné et de l'ensemble exhaustif de réalisations.

L'efficacité des différentes méthodes est évaluée par rapport aux simulations d'écoulement multiphasique sur l'ensemble exhaustif et par rapport aux résultats d'une sélection aléatoire de réalisations. Les résultats sont présentés dans la publication suivante. Les principales conclusions de cette étude sont résumées ci-dessous.

La comparaison des résultats de simulations monophasiques et multiphasiques sur l'ensemble exhaustif montre que ceux de simulations monophasiques ne permettent pas d'estimer ceux de simulations multiphasiques. De plus, pour l'écoulement monophasique, un taux d'injection équivalent doit être calculé, s'appuyant sur des hypothèses fortes en termes de viscosité et de compressibilité des fluides (calcul en fonction de l'augmentation moyenne de pression attendue au puits). Il n'est pas possible a priori de vérifier ces hypothèses. Par contre, étant donné la réduction considérable de temps de calcul, il est possible de simuler plus longuement l'injection monophasique pour balayer une zone suffisante du modèle pour la sélection.

Les procédures de sélections à partir des résultats monophasiques sont plus efficaces que les sélections aléatoires. La sélection de réalisations basée sur la méthode de distances à partir de résultats monophasiques permet de conserver une valeur proche des propriétés statistiques (quantiles, écart-type) de l'ensemble des réalisations après simulation multiphasique sur le sous-ensemble. La sélection basée sur la méthode par classement est plus efficace pour les résultats maximal et minimal de l'ensemble (par exemple pour les études de risques).

La validité des résultats est vérifiée à 6 mois et un an d'injection alors que la sélection se base uniquement sur les résultats à 6 mois d'injection. Toutefois, les résultats de cette sélection restent spécifiques à la réponse étudiée, c'est-à-dire, la perturbation de pression. En effectuant la sélection à partir de ce critère, il n'est pas possible d'étendre la validité de cette sélection à la migration du panache, qui dépend fortement des hétérogénéités à proximité de la zone d'injection.

# Selection of stochastic realizations : application to the assessment of CO<sub>2</sub> geological storage

Sarah Bouquet · Chantal de Fouquet · Dominique Bruel

Received: date / Accepted: date

**Abstract** Spatial variability of permeability is one of the main parameters that can significantly influence the feasibility and efficiency of CO<sub>2</sub> geological storage. To evaluate uncertainties related to this spatial variability, flow simulations are conducted on geostatistical realizations of permeability field. However, multiphase flow simulations on large-scale models are time-consuming and cannot be achieved on numerous sets of realizations. This study proposes to assess if it would be possible to isolate a subset of realizations which reproduces the distribution or at least minimum, maximum and mean behavior of an exhaustive set of realizations.

Different selection procedures are compared to reduce the number of flow simulations and consequently, computational time. The efficiency of a selection method is defined by the preservation of accurate statistical properties similar to those of the exhaustive set of realizations.

Methods of selections to quantify uncertainties due to heterogeneity have already been proposed. The specificity of this study relies on the criterion of selection, the pressure perturbations distribution which is spatially variable. Different distance-based methods of selections using kernel procedures are compared for this criterion. A new type of ranking method is also proposed and compared to the distance-based ones. The selection criterion is calculated either from simplified (single phase) or multiphase flow simulations for a short-term injection period. Statistical properties are compared on a longer timeframe to test the selections' prediction capability.

According to our results, single-phase flow fails to correctly approximate pressure perturbations on the entire domain. But, on the contrary, 2-phases flow on a subset of realizations, selected from single-phase flow simulations, gives representative statistic properties from geological uncertainties and reduce dramatically computational time.

The distance-based selection methods give a satisfactory approximation of mean behavior and of deviation around this mean on the entire reservoir.

The "hierarchical" selection method give a better approximation of minimum and maximum results.

**Keywords** Spatial Variability · Uncertainties assessment · Distance-based methods · Ranking methods · Geostatistics · Large scale CO<sub>2</sub> geosequestration

## 1 Introduction

The uncertainties associated to CO<sub>2</sub> injection and storage in geological formations result mainly from poor subsurface characteristics knowledge. It is especially the case for CO<sub>2</sub> storage in deep saline aquifer. Uncertainties in spatial variability of permeability can lead to high variations in brine and CO<sub>2</sub> displacements (e.g. [12], [9]). These variations are critical for CO<sub>2</sub> plume migration and pressure perturbations propagation. These different system responses need to be characterized for risks assessment (risks such as CO<sub>2</sub> leakage, groundwater resources contamination, overpressurization and interferences between different projects or uses of underground space).

Due to the data scarcity for potential storage formations, numerous equiprobable models of permeability field are generated for flow simulations. The models are calculated via geostatistical methods to study

uncertainties and feasibility of CO<sub>2</sub> storage systems. To evaluate large-scale CO<sub>2</sub> injection systems, such as pressure perturbations propagation, thousands to millions of grid cells are required.

The evaluation of spatial variability influence on system perturbations at large-scale would require complex, time-consuming flow-simulations since no simple relationship can be determine between spatially variable flow response and parameters. Would it be possible to reduce this computational time and still assess accurately, on the entire domain, the uncertainties related to the spatial variability of geological properties?

Methods of selections are proposed to isolate a subset of realizations, reducing the number of realizations for full-flow simulations, and consequently computational cost. The selected realizations have to return statistic properties of flow system response similar to the exhaustive set of realizations. These key properties are minimum, maximum, mean behaviors and quantiles.

First, selection methods from the literature are briefly reviewed. One method relies on ranking realizations according to scalar statistical distribution results. In this case, realizations are selected according to their rank. The second method is based on clustering realizations according to their similarity distances.

Secondly, the studied problem of CO<sub>2</sub> injection at large-scale, with spatially variable geological parameters, is described. Then, the application of different selection methods is examined. Flow simulations need to be simplified first, either by using single-phase flow for selections instead of multiphase flow, or, by reducing the multiphase flow period for selections. Then, methods of selection are applied on a specific and spatially variable response: the pressure reponse through the aquifer system. Distance based methods are tested for this response and a new type of ranking method is proposed.

Finally, results for this specific response and from these different selection methods are compared to the results from the exhaustive set (200 realizations).

## 2 Literature review on selection methods

Selections methods arise from oil & gas studies to quantify uncertainties in predictions of reservoir performances due to geological uncertainties. Facing the problem of nonviable full-flow simulations on large sets of realizations, a ranking method of realization was proposed to select a few of them and overcome the problem [3]. Full sets of realizations are ranking according to a specific criterion such as pore volume, mean average permeability [18], connected volume (defined by a threshold

of permeability) or based on response from simplified flow simulations with a relatively low computational cost such as tracer simulation (e.g. [3], [18]) or streamline simulations (e.g. [25], [2]). From this "fast" ranking, realizations corresponding to several quantiles or referring to "pessimistic", "most likely", "optimistic" scenarios, are selected to be used for comprehensive flow simulations. The drawback from this method is the assumption of the quantile preservation between simple criterion and full-flow simulation response. Validity of this assumption will strongly depend on the studied response and the chosen criterion. Static criterion such as those referring to porosity or permeability will probably not preserve the distribution for oil production rate, since they do not consider dynamic fluid behavior. Moreover, this ranking method can be used only if distribution of flow system response can be described by a specific distribution of realizations such as a scalar value.

A second method of selection was initiated for history-matching in hydrocarbon reservoirs with uncertainties on geological structure (such as the spatial localization of faults) or on petrophysical properties. Generation of stochastic geological scenarios leads to a set of discrete inputs which cannot be used by usual history-matching methods (e.g. gradient method). The distance-based method relies on the following principle: if some realizations are close, either in term of geological model or in proxy-response, then they should behave similarly in terms of full flow simulations [23], [24], [19], [21], [1]. By calculating similarity distances between reservoir models, groups of similar realizations are created. Selecting one realization in each group, to form a subset of realizations, should give similar statistic properties than the exhaustive set of realizations.

In case of uncertainties in structural modeling, Suzuki et al. [23] used a distance-based on geometrical dissimilarity between realizations. Using Hausdorff distances between structural models and neighborhood algorithm, they achieved an efficient history matching. Jeong et al. [11] used distances between static connectivity to the vicinity of well to cluster geologic models. Subset are determined using K-means algorithm. In these subsets, "representative" realizations are selected to represent CO<sub>2</sub> plume migration. The result from each selected realization gives a plume migration equivalent to mean migration of corresponding cluster. In this case, the applicability relies on a high contrast of permeability with a binary system, described by two facies: high permeable and low permeable facies. Therefore, CO<sub>2</sub> saturation map is equivalent to high-permeable facies map connected to injection well and CO<sub>2</sub> plume migration can be estimated by this static connectivity. If such a

high contrast cannot be described or if flow results cannot be superimposed with static description, connectivity definition from static properties will be arbitrary and can fail to be an effective dissimilarity distance. Since this type of distance does not take into account dynamic connectivities or cannot be applied for more continuous variability, others authors used distances between results of fast simulations such as streamlines simulations (e.g. [10], [20]) or of upscaled models [22].

Identification of clusters can be realized through partitioning methods such as K-means or by Principal Component Analysis after projection of distances into an Euclidean space through multidimensional scaling. Because of non-linear relationships between distances, kernel functions are used for partitioning measurements (more details in section 3.5). This method is less restrictive than the previous one (ranking method) since it does not require a correlation between distribution of full flow simulation results and proxy-response or static criterion. But only similarity distances of realizations have to be correlated to the full flow simulations results differences.

Some comparisons between ranking methods and distance-based methods point out the better accuracy from distance-based selections [19], [21], [20] for a similar selection criterion (e.g. cumulative oil production) and a same number of selected realizations.

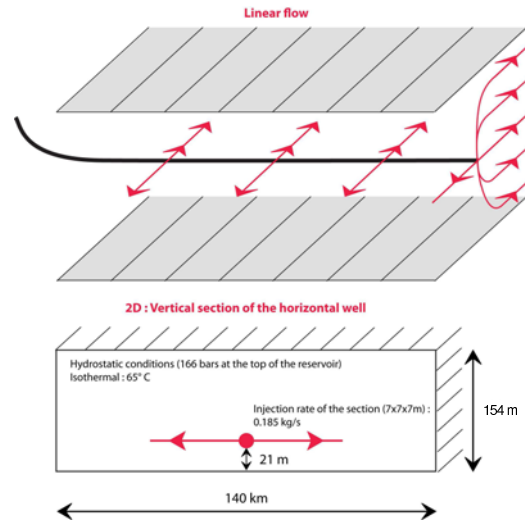
### 3 Methodology

Because, for CO<sub>2</sub> storage, pressure response is the limiting factor in term of injectivity and risks of conflicts between uses of underground space, in this study, the variable of interest is the pressure response and its uncertainties due to spatial variability in permeability field.

#### 3.1 Model of spatial variability

Models represent a vertical section of a horizontal well at large scale (2D models, figure 1). Spatial variability of permeability is simulated on 2D models via the moving average method [6] with a circular variogram and a geometrical anisotropy (ratio of 1/30 between horizontal and vertical correlation lengths). 200 equiprobable realizations are generated. Permeability fields have a log-normal distribution with a mean and a median equals to 100mD and 32.4mD, respectively. Standard-deviation of the log-normal distribution is set at 1.5. Table 1 details flow simulation parameters.

We assume a linear flow, perpendicular to the well. Validity of this assumption depends partly on well length



**Fig. 1** 2D models at large scale, Vertical section of a horizontal well. The extent of the model is sufficiently large to overcome the problem of closed boundary conditions, i.e acts as an infinite aquifer

and injection duration, therefore studied injection period is limited to 1 year. Assuming a well length of several kilometers, total injection rate is equivalent to several MtCO<sub>2</sub>/year, so equivalent to CO<sub>2</sub> injection at industrial-scale.

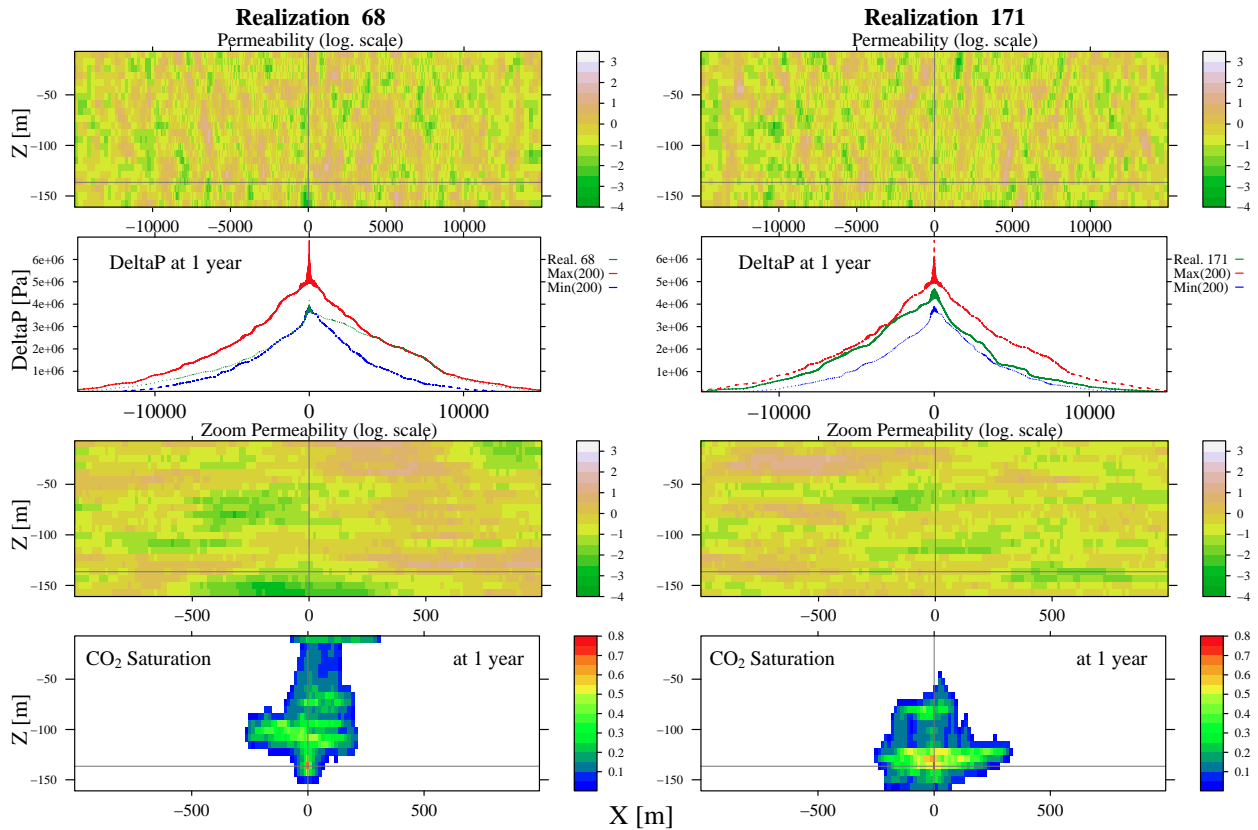
To limit calculation time, models are upscaled using geometric mean to obtain an irregular mesh (finer close to the injection well). This upscaling method reduces the number of cells from 440,000 (22 in Z direction, 20,000 in X direction) to 33,770 cells (22 in Z direction, 1535 cells of different sizes in X direction) and keeps sufficiently accurate results compared to the initial mesh (cf.[5] for detailed results).

The 200 stochastic realizations represent the exhaustive set. Subsets are all selected from this same exhaustive set.

Simple models were used to be able to conduct rapidly comprehensive flow simulations on this exhaustive set of realizations. Subset results will be compared to exhaustive set results to evaluate the efficiency of selections methods. The underlying assumption is that conclusions from this study could be applied on more complicated models for which validation against the exhaustive set of realizations could not be achieved.

#### 3.2 Principle

In previous studies (paragraph 2), responses of interest are mainly scalar values (recovery factor, cumulative oil production, water-cut ...). Only temporal variations



**Fig. 2** Two equiprobable realizations of permeability field (multiplier (log scale) of permeability  $\times 10^{-13} \text{m}^2$ ) and results in terms of pressure perturbation (black lines compared to min/max envelopes of 200 realizations, resp. blue/red lines) and gas migration.  $\text{CO}_2$  injection at the lateral central point (0m in X direction) and at -136.5m in Z direction.

**Table 1** Flow simulations Parameters (references for selections)

Reservoir Parameters	Values
Depth (top of reservoir)	-1550m
Thickness	154m
Boundary conditions	Closed
Initial pressure (hydrostatic)	166E+05 Pa
Temperature (isothermal)	65°C
Salinity	20g/L
Pore Compressibility	$9.65 \cdot 10^{-10} \text{ Pa}^{-1}$
Log-normal distribution of permeability	mean=100mD, median=32.4mD, StD <sub>Log</sub> =1.5
Correlation length of permeability	600m in X direction, 20m in Z direction
Injection rate of $\text{CO}_2$	0.185kg/s
Volumetric-equivalent for water	0.239kg/s

have been taken into account. However, the variable of interest of this study (pressure response) needs to be characterized by a spatial distribution at large scale because this distribution is influenced by the spatial variability of permeability field. As shown on figure 2, multiphase-flow simulations on two equiprobable realizations of permeability field may result in strongly dif-

ferent spatial variations of pressure perturbations or of  $\text{CO}_2$  migration.

Except in the injection area, we observe a vertical equilibrium of pressure results, but pressure profiles vary drastically laterally because of spatial variability of permeability. One realization may contribute at different locations to the minimum and to the maximum envelope of pressure perturbations of a large set of realizations.

To study uncertainties related to the propagation of pressure response, we are interested in the spread of responses rather than individual responses. No individual response corresponds to a quantile envelope or minimum, maximum behavior. Consequently, in our case, ranking methods described in literature are not applicable due to the particular spatial variation of the response of interest. We propose a new type of ranking method which would be more appropriate. Realizations are not ranked according to their quantile position but rather classified according to their proximity with specific type of behavior. We refer to this method as "hierarchical method". On the contrary, distance-based methods could be applicable if similarity distances are related to these spatial variations and if distances from

proxy-response are sufficiently correlated to differences in full flow simulations. Distance based selection is also considered here.

Selection criterion is the pressure result from proxy-response after 6 months of injection. Pressure responses of 2-phases flow (CO<sub>2</sub> + brine) are compared after one year of injection to evaluate selection methods. A first proxy-response is the 2-phases flow response after 6 months of injection. Single-phase flow response after 6 months of injection is the second type of proxy-response examined for selections.

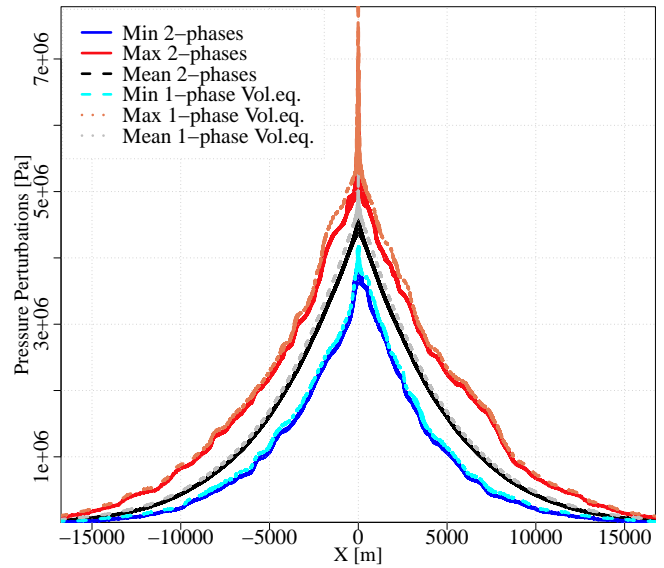
The efficiency of selections methods, using the different proxy-responses, is assessed through the comparison between the spreading of pressure perturbations' propagation at one year from the different selection methods and from the exhaustive set.

### 3.3 Simplification of flow simulation

Permeability field cannot be used as a static criterion for this selection because it does not take into account dynamic connectivity. There is no correlation between spatial variability of permeability and pressure propagation and distances between permeability fields fail to be representative distances between flow responses from different realizations.

To improve computational efficiency, realizations are selected through proxy-response, thus decreasing the number of realizations for full flow simulations. Two types of proxy-response are examined:

- (a) Pressure distribution resulting from 2-phases flow simulations after 6 months of injection. Only the selected realizations will be used for flow simulation up to one year of injection.
- (b) Flow system response due to CO<sub>2</sub> injection could be estimated by single-phase flow simulation, giving reasonable approximation of pressure perturbation, in particular for far-field area, and reducing drastically computational time [15], [16], [4]. Moreover, for upscaling procedures such as non-local methods, flow simulation are required on the entire domain of fine mesh grid to obtain equivalent block permeability. This upscaling method is interesting if the objective is to study multiphase flow on upscaled model using single phase flow to calculate upscaled permeability [17], [26]. If single phase flow approximation is acceptable in our case, realizations will be selected on this simplified flow results at 6 months on the exhaustive set and then multiphase flow will be applied only on the selected set for one year of injection.



**Fig. 3** Comparison of pressure perturbations profiles (minimum, maximum, mean) from single-phase flow and 2-phases flow for an injection period of one year.

Validity of these approximations will be verified if proxy-responses are sufficiently correlated to 2-phases flow results at one year.

Correlation between proxy-response and full flow simulation response is not necessary for distance-based methods, only correlation between distances from proxy-response and differences between results from comprehensive flow simulation are required.

However, for hierarchical methods, correlation between proxy-response and full flow simulation response is desirable.

#### *Verification of simplified flow simulation*

Correlation between proxy-responses and full flow responses are calculated based on cells values between each pair of realizations.

- (a) From 2-phases flow simulation, pressure perturbation results at 6 months and one year of injection are correlated with pearson coefficients comprised between 0.98 et 1.
- (b) For simplification of flow simulation calculation through single phase flow simulation, an equivalent-volume of injected fluid is calculated by taking into account the differences in physical properties between water and supercritical CO<sub>2</sub> such as density, compressibility, viscosity [15]. Pressure perturbations results from single phase flow and 2-phases flow are well correlated with pearson coefficients comprised between 0.99 et 1. Profiles of pressure (minimum, maximum, mean, figure 3) from single-phase flow are nearly superimposed on profiles from 2-phases



flow, however substantial errors occur in injection and near-field areas. Even if a volumetric equivalent of fluid is injected, lower mobility and compressibility of water compared to  $\text{CO}_2$  tend to exacerbate the increase in pressure perturbations in these areas.

If single-flow results can not be directly used for estimation of pressure perturbation on the entire reservoir due to  $\text{CO}_2$  injection, these results can be used as proxy-response for selections of realizations. The reduction of computational-time between single-phase flow and multiphase flow is superior to 90%:  $\sim 20\text{min.}$  vs.  $\sim 5\text{h.}$  for our models. Multiphase flow would be simulated on this selection to quantify uncertainties.

### 3.4 Selections by hierarchical method

Realizations are classified distinctly according to their proximity to three criteria :

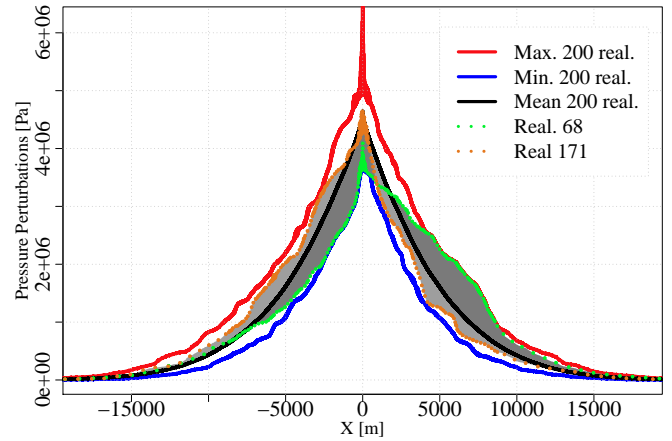
- minimum pressure perturbations profile from the proxy-response of the exhaustive set of realizations
- maximum pressure perturbations profile from the proxy-response of the exhaustive set of realizations
- mean pressure perturbations profile from the proxy-response of the exhaustive set of realizations

Since no particular realization is representative of one of these profiles, this method assumes that selection of realizations, which contribute the most significantly to these criteria, will approach the spread of responses due to uncertainties in spatial variability of permeability.

In previous ranking method, selected realizations were assumed to represent the same exact statistics properties for full flow simulation as for proxy-responses. This assumption of preservation of statistic properties is not used here because it does not apply in our case and statistics properties are re-calculated from full flow simulation on the subset of realizations representative of results spreading on the domain.

Criterion of classification for mean behavior is the area measuring the absolute difference between pressure profile of one realization and mean behavior profile of the exhaustive set of realizations (figure 4).

For minimum and maximum behaviors, criteria of classification are based on the number of common points between pressure envelope of each realization and minimum or maximum profiles. The same criterion as for mean behavior could not be used for minimum and maximum since, if realizations can participate significantly in these extrema values in some regions, they can also be really different on others part of the model.



**Fig. 4** Method of realizations' classifications based on common points with minimum and maximum pressure envelopes (blue and red lines) and based on area (in grey) between realization pressure profile (e.g. green line) and mean pressure profile (black line)

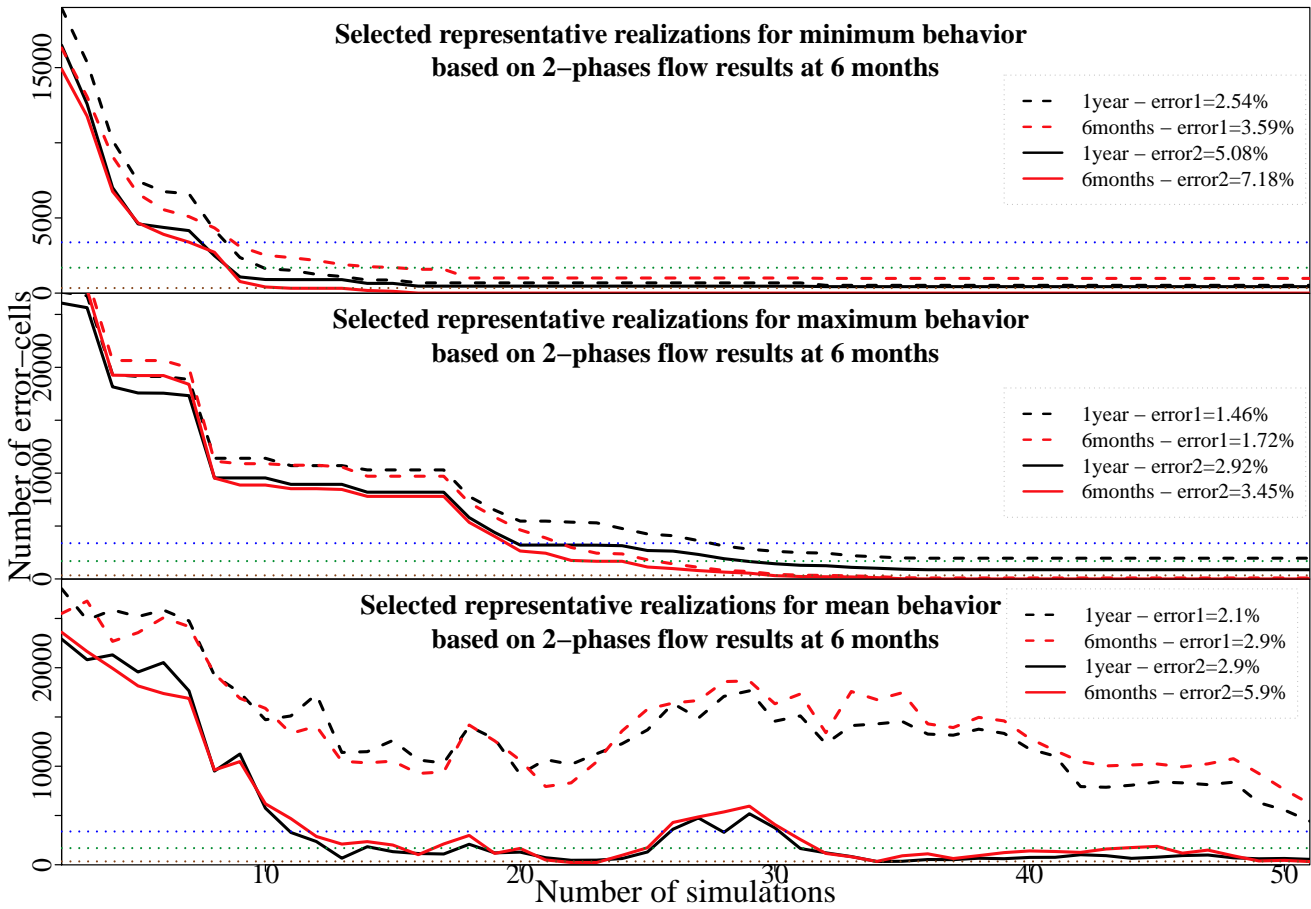
In this case, the area of differences between the pressure profile of realization and maximum or minimum profile could have been high although the realization contributes significantly to describe the maximum or minimum pressure envelope.

Then, number of selected realizations depends on deviation between statistic results of the selected set and exhaustive set (for proxy-response). This error criterion is imposed by the user. Selections of realizations are first applied on maximum and minimum classifications separately. Selection criterion in this study requires an error of pressure prediction inferior to  $x\%$  on the entire domain (figure 5<sup>1</sup>). Percentage of error is set such as error is limited to a maximum of 2 bar on the entire domain for pressure results at 6 months (3.45% and 7.18% for minimum and maximum for 2-phases flow simulations, 1.4% and 7% for minimum and maximum for single-phase flow simulation). The lower the percentage of error in pressure results, the better the accuracy is. But the number of selected realizations will also increased, increasing the computational cost.

Both selections obtained from each criterion (minimum and maximum profiles) are then merged, possible duplicates are deleted since some realizations can participate at both profiles.

For the final selection, realizations from mean classification are added to the min/max selections until "mean" error criterion is reached. As for minimum or maximum, this error criterion is a maximum percentage of error in pressure results (5.8% for 2-phases, 5% for single phase). However, instead of applying it to the entire domain, the criterion is relaxed and has to be reached

<sup>1</sup> selection only based on error2 for 6 months



**Fig. 5** Iterative selection based on classification of realizations for minimum, maximum, mean pressure perturbations. Realizations from minimum classification are first selected until its error criterion on model cells is reached (here, error 2 at 6 months: 7.18%, for all cells). Based on this first selection, realizations from maximum are added up to its error criterion (error 2 at 6 months: 3.45%, for all cells). Duplicates are removed and realizations from mean classification are selected to satisfy the last criterion (error 2 at 6 months: 5.9%, for 99% of cells). Dots lines represent a percentage of model cells: 10%, 5% and 1% in blue, green, brown resp.

for 99% cells of the model to obtain a reasonable number of selected realizations: 51 realizations.

Since single phase flow tends to induce higher pressure perturbations in the near field area, by applying the same error criterion, a larger number of realizations would have been selected. For comparing both results from the different proxy-responses, the error criterion was only applied to minimum and maximum selection for single phase flow and some realizations from mean classification were added to the selection to reach 51 selected realizations as for selection based on two-phases flow results.

This method of selection emphasizes minimum and maximum pressure behaviors since they give the spread in results uncertainties.

### 3.5 Selections by distance-based methods

Methodology of distance-based selection follows several steps [20], [19], [1]:

- Calculation of similarity distances between realizations. Calculation methods of distances or type of values used for calculation are not restricted, however these distances should be preferentially representative of the differences between flow results (i.e. correlation). This means by selecting the most dissimilar realizations, we could be able to represent the spread in flow response. A  $N_r \times N_r$  matrix of distances is then obtained ( $N_r$  is the number of studied realizations).
- Based on this matrix of distances, realizations are represented in a  $p \times N_r$  euclidean space through multidimensional scaling (MDS). In this euclidean space, if two realizations are similar, they should be

represented by two closed points and inversely for dissimilar realizations.

- Using, K-means algorithm or PCA procedures, realizations can be clustered in C classes by segregating realizations according to their dissimilarities. However, since in euclidean space points structure would probably not be linear, kernel functions are applied to define more linear distances between clusters and realizations and identify an appropriate clustering. In this study Kernel K-means is used. As proposed by [21] and [8], spectral clustering clustering is used for the initial partitioning.
- After clustering, the closest realizations to centroid from each cluster are selected. Clusters may consist of different numbers of realizations, so flow response from each realization are weighted by the cardinal of its related cluster.

Since we are interested in spatial distribution of pressure perturbations in reservoir, distances are calculated based on the summation of distances between cell pressure values of pair of realizations after 6 months of injection from single phase or multiphase flow.

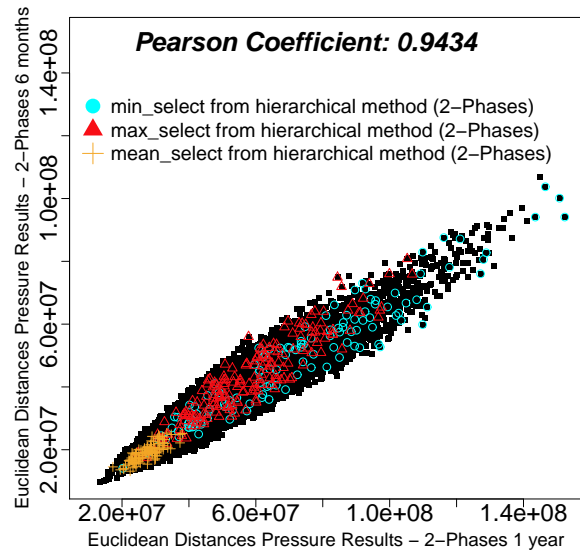
The irregular mesh (cf. 3.1) leads to a stronger influence of pressure variations close to the injection well. In this area, pressure perturbations will be more important and more largely spread, this will help to differentiate realizations.

Several distances can be calculated, e.g.: euclidean distances, chord distances, absolute distances, dominant distances, Bray-Curtis distances [1]. Except for dominant distances, they all give a good correlation (around 0.9) between distances from proxy-responses and full flow responses. For simplicity, we used euclidean distances (equation 1) for selection. Correlation coefficient is about 0.94 between euclidean distances at 6 months and one year for 2-phases flow and between single phase and two-phases flow (figures 6 and 7). On these figures, selection from hierarchical method are illustrated with expected relatively-low distances for mean selected realizations and largely dispersed distances for minimum and maximum selected realizations.

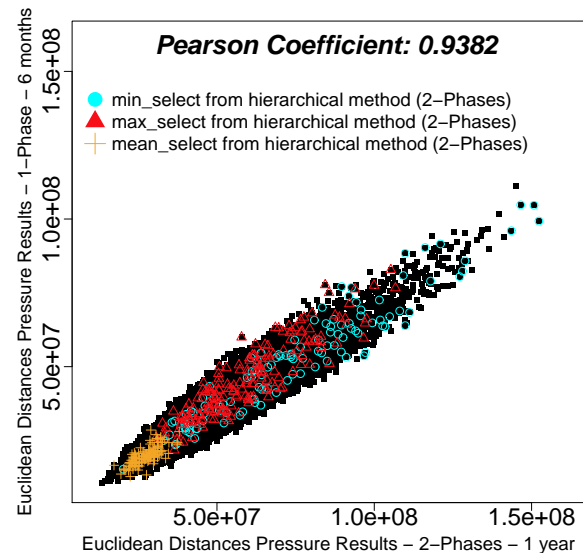
$$d_{ij} = \sqrt{\sum_l^{33770} (P_{i,l} - P_{j,l})^2} \quad (1)$$

$P_{i,l}$  Pressure at cell  $l$  for realization  $i$   
 $i, j$  realizations numbers, between 1 and 200  
 $l$ , cells number, varying between 1 and 33770

Distances-matrix D is built based on these distances (200 × 200 dimension, symmetrical, positive, zero values on its diagonal). To define location of realizations in space, function of distances between each other, mul-



**Fig. 6** Calculation of correlation between euclidean distances from pressure results at 6 months and euclidean distances from pressure results at 1 year.

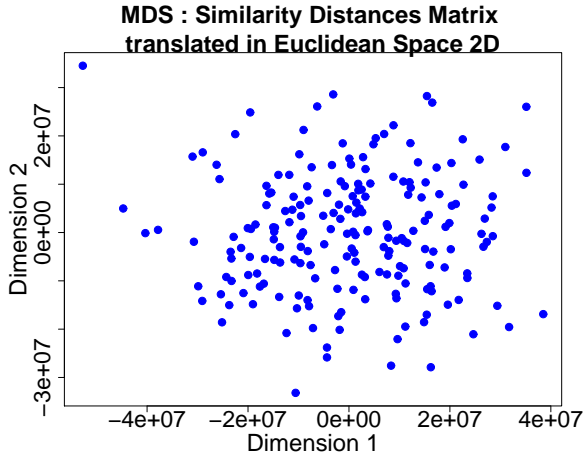


**Fig. 7** Calculation of correlation between euclidean distances from single-phase flow pressure results and euclidean distances from 2-phases flow pressure results.

tidimensional scaling is applied to transform matrix D in an euclidean space of p dimensions.

Setting that squared euclidean distances from D, between  $i$  and  $j$  realizations, is the squared norm of differences between vectors  $x_i$  and  $x_j$  in an euclidean space of dimension p, we can define the matrix B of the dot product between  $x_i$  and  $x_j$ . By calculating B from  $d_{ij}^2$ , x coordinates for each realizations will be deduced [7].

Based on matrix A :  $a_{ij} = (-1/2)(d_{ij}^2)$ , B is defined by locating the origin of euclidean space at the centroid of all points:



**Fig. 8** Projection of similarity distances in 2D Euclidean space

$B=H.A.H$  with  $H=Id-(1/Nr)1.(^t1)$  ( $1$  : unit column vector of  $Nr$  length).  $B$  is symmetrical, positive semi-definite, by spectral decomposition, we get  $B=V.Q.^tV$  with  $V$ : matrix of eigenvectors and  $Q$ : diagonal of associated eigenvalues. By definition  $B=X.^tX$ , therefore by identification, centered coordinates of realizations can be deduced such as  $X=V.Q^{1/2}$ .

MDS will be validated if a sufficient correlation exist between distances in euclidean space and distances from  $D$  and/or if variance proportion explained by sub-space of dimension  $p$  is close to 1 (equation 2 [7]). An example of similarity distances in 2D Euclidean space is illustrated in figure 8.

$$\tau(p) = \frac{\sum^p \lambda_j}{\sum^{(Nr-1)} \lambda_i} \quad (2)$$

$\lambda$ : eigenvalues of  $B$

Definition of variance proportion  $\tau$

For this study, a sub-space of 50 dimensions is used since it gives a correlation of 0.999 and 99.6% of variance are explained in this sub-space.

Then, Kernel K-means method is applied to separate realizations into different clusters of "similar" realizations. K-means is an usual method for data clustering in a linear space. K-means algorithm subdivides the exhaustive set of realizations into  $C$  clusters to minimize distances between realizations and centroid of its corresponding cluster. The objective function is to minimize distances between points inside clusters: from an initial partitioning, realizations are iteratively associated with clusters of the closest centroid. Centroid is then re-calculated until clusters or centroid values are stabilized.

Because of the non-linearity between realizations in this euclidean space, points in euclidean space are projected

into a feature space with a more linear relationship between points using a multidimensional function. However, projection into a feature space does not need to be explicit and only kernel function (dot product of the multidimensional function) will be used to calculate linear distances between centroids and realizations [19] (equation 3).

$$\begin{aligned} & \|\Phi(x) - \Phi(z)\|^2 \\ &= \langle \Phi(x), \Phi(x) \rangle + \langle \Phi(z), \Phi(z) \rangle - 2 * \langle \Phi(x), \Phi(z) \rangle \\ &= K(x, x) + K(z, z) - 2 * K(x, z) \end{aligned}$$

*Transformation of dot product into kernel function  $K$  only applicable for euclidean distances*

LINEAR DISTANCES IN FEATURE SPACE BETWEEN REALIZATIONS AND CENTROIDS

(3)

The Gaussian kernel function:

$K_{i,Gk}=\exp(-\|x_i-x_{Gk}\|^2/2*\sigma^2)$  is used for this study. Squared sigma is calculated based on distances variances which gives sufficiently high values avoiding to get identity matrix and sufficiently low values avoiding constant value for kernel matrix.

When minimization of realization-centroid distances is achieved, the closest realization to centroid is selected for each cluster. Results from each selected realizations are weighted by the number of realization in its related cluster to find statistics properties of the subset of realizations.

If kernel procedures allow to apply K-means algorithm to no-linear problem, one drawback of this method remains. The initialization of  $C$  clusters is often realized randomly but results from K-means algorithm can be influenced by this initialization if local minima exist.

To obtain a more robust partitioning, one can use clustering from spectral procedures as an efficient initialization [8]. Spectral clustering algorithm, described in [14], [21], [13], is based on maximization of similarity intra-clusters and minimization of similarity inter-clusters through the objective of minimization of normalized cuts. Similarities between data points are measured via Gaussian kernel function <sup>2</sup>:

$K_{ij}=\exp(-\|x_i-x_j\|^2/(2*\sigma^2))$ . If  $K_{ij}$  is large, realizations  $i$  and  $j$  are likely to belong to the same cluster. A discrete solution of clustering will be obtained by:

- Calculating the first  $C$  eigenvectors of  $L=D^{-1/2}.K.D^{-1/2}$  (Laplacian, normalized matrix) with  $D$  diagonal matrix with  $i,i$  element equals to the sum of elements from  $K_{i, .}$  line.

<sup>2</sup> In this case distance are measured between realizations and not between realizations and centroids

**Table 2** Nomenclature for referring to subsets according to selection method, proxy-response and number of selected realizations. Results from exhaustive set are designated by Ex2-200 for 2-phases flow simulation, by Ex1-200 for single phase flow simulation.

Selection method	Proxy-response	Number of selected realizations	Term
Hierarchical	2-phases	51	H2-51
	1 phase	51	H1-51
Spectral initialization, Kernel K-means clustering	2-phases	30	S2-30
	1 phase	30	S1-30
	2-phases	51	S2-51
	1 phase	51	S1-51
Random	NA	51	R-51
	NA	30	R-30

- Building Y matrix from the matrix of C eigenvectors such as  $Y_{ij} = V_{ij} / (\sum_j V_{ij}^2)^{1/2}$
- Considering each line of Y as a point, each point is clustered according to K-means algorithm. If line i belongs to cluster j therefore realization  $x_i$  will be allocated to cluster j.

Here, spectral clustering initialization is used.

These methods were applied on results of 2-phases flow and single phase flow at 6 months of injection to select a first subset of 30 realizations. For consistency in comparison of selection methods, a second subset of the same number of realizations as "hierarchical" methods (i.e. 51 realizations) was selected by distance-based methods.

#### 4 Application of selection methods

Figure 9 summarizes the procedure to compare the performance of selection methods. Table 2 describes the terms used for designating the different subsets. Results from different types of flow simulations for proxy response and types of selection methods are compared. Two-phases flow for one year of injection on the exhaustive set is the base case. Statistic properties of subset of selected realizations from each type of flow simulation and each type of selection method are compared to statistic properties from the base case. Statistics properties from random selections of realizations will also be calculated to assess the efficiency of selection methods. From random clusterings, as for distance-based methods, the closest realizations to centroids are selected and statistics results are weighted proportionately to the number of realization in each cluster.

**Table 3** Number of realization selected in maximum, minimum and mean classifications for hierarchical method.

Type of proxy-response	Maximum class	Minimum class	Duplicates between Min & Max	Mean class
Two-Phases	25	16	5	15
Single Phase	32	17	4	6

#### 4.1 Comparison of hierarchical methods

Hierarchical selection method described in paragraph 3.4 was applied on two-phases and single phase flow results after 6 months. The table 3 summarizes the number of realizations selected from each classification and for both proxy-responses.

Figure 10 show pressure profiles of statistics properties after one year of injection from 2-phases flow on the exhaustive set of realizations, on the subset of realizations selected by hierarchical methods and randomly selected.

Minimum and maximum profiles from selected realizations by hierarchical methods (based on 2-phases flow and on single phase flow) are superimposed to minimum and maximum profiles from the 200 realizations. Profiles from hierarchical selection based on single phase flow seem as valid as those from selections based on 2-phases flow. On contrary, minimum and maximum results from 51 randomly selected realizations are distinctly deviated from 200 realizations profiles. Profiles for quantiles (95%, 5%) seem slightly less precised from hierarchical method than for minimum and maximum profiles. Therefore, improvement compared to random selections is less obvious even if quantiles from random selection appear to some extent more deviated.

Standard-deviation profiles from hierarchical selections are over-estimated compared to standard-deviation of 200 realizations. It is not suprising since this selection put emphasis on "extrema" results. Even with this overestimation, error from randomly selected realizations is larger than errors from hierarchical selection in the near field area.

Global errors on reservoir models, i.e. root mean square errors on the entire domain, were calculated between statistic properties of selected realizations or of single phase flow results on 200 realizations (Ex1-200) and two-phases flow results on 200 realizations (Ex2-200) (figure 11).

Global errors for minimum and maximum results from hierarchical selections are negligible. On the other hand,

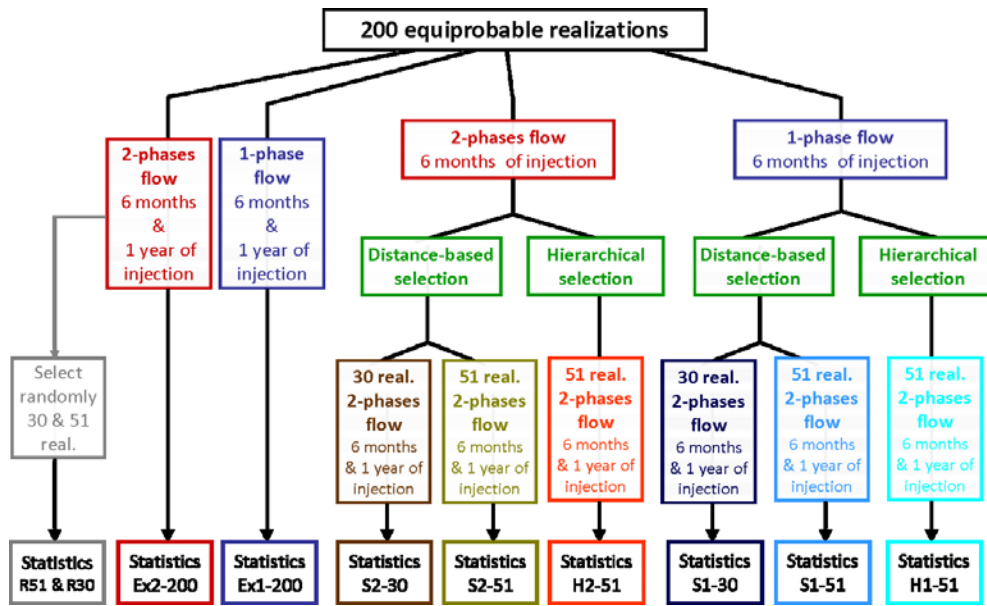


Fig. 9 Procedure of comparison between different methods of selections and full flow simulation results of the exhaustive set of realizations

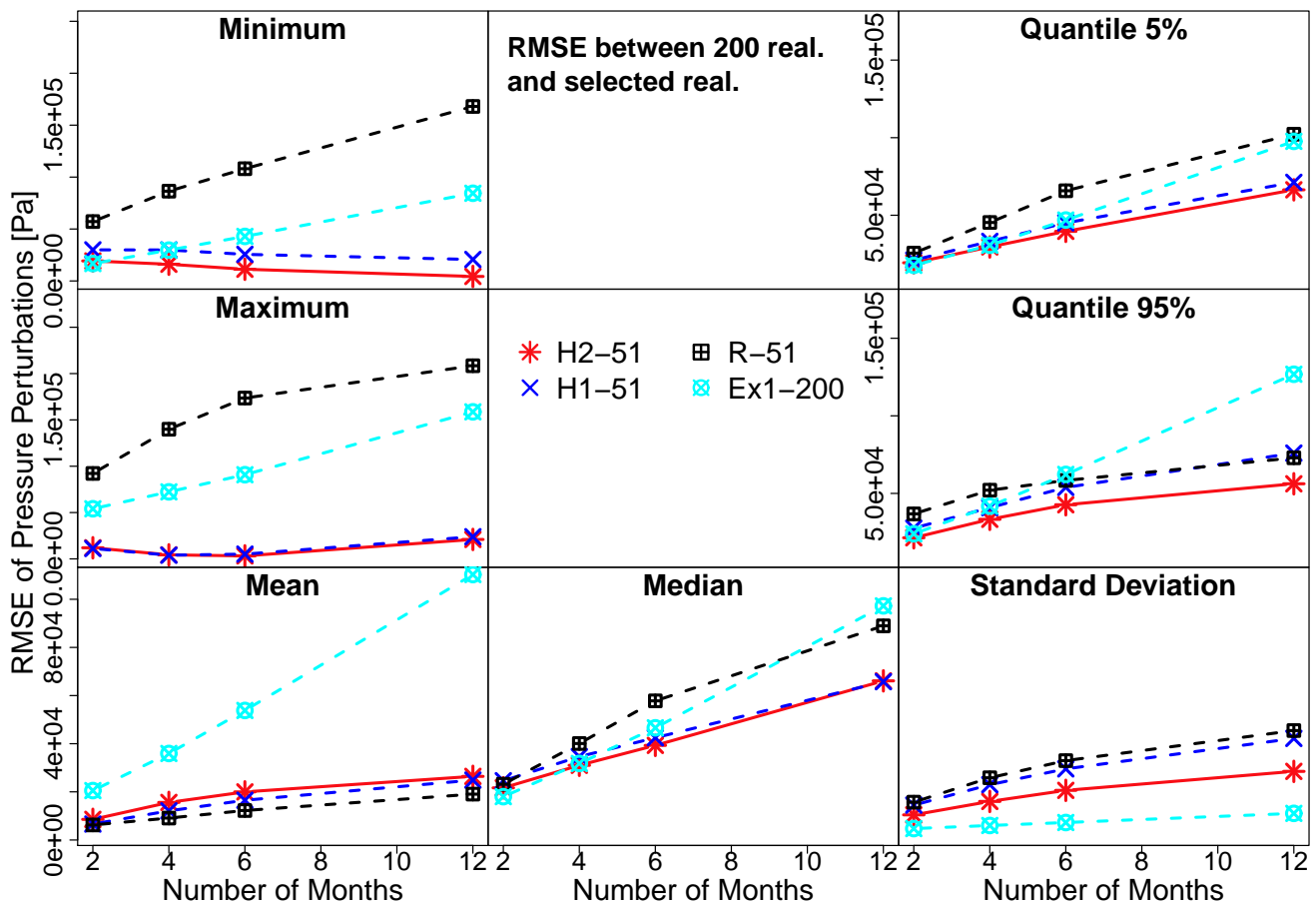
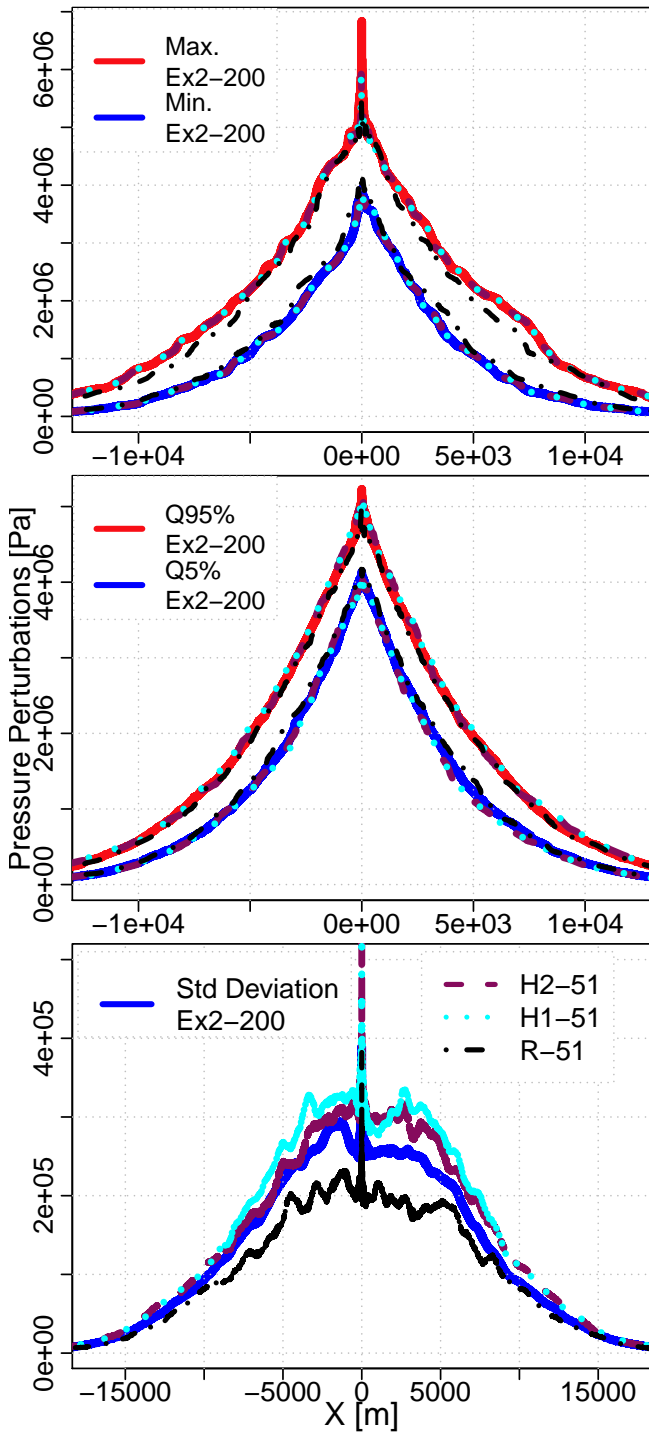


Fig. 11 Root Mean Square Error on the entire reservoir between 2-phases flow results from exhaustive set and from 51 realizations selected by hierarchical method or randomly selected, expressed as a function of time (cf. table 2 for the nomenclature of the legend).



**Fig. 10** Pressure perturbations profiles after an injection period of one year (Minimum and Maximum, Quantiles 95% and 5%, Standard Deviation) of subsets from hierarchical methods of selection based on 2-phase flow results after 6 months of injection (H2-51) or based on single phase flow results after 6 months of injection (H1-51), of random selection (R-51) and of exhaustive set results (Ex2-200) (cf. table 2 for the nomenclature of the legend).

for the same statistic properties, global errors of single phase flow (Ex1-200) and of randomly selected realizations are significantly more important (R-51). Thus, hierarchical methods of selection are sufficiently efficient to return the spread in pressure results due to uncertainties in spatial variation. The selections from both proxy-responses (single phase flow, H1-51, or 2-phases flow, H2-51) present similar accuracy for minimum and maximum results.

As for pressure profiles, improvement of hierarchical selection for quantiles 95%, 5% compared to random selection is minor but 2-phases flow results on subset of realizations (H2-51 and H1-51) keep giving lower error than single phase flow on exhaustive set of realizations (Ex1-200). The same type of results is obtained for errors on mean pressure perturbations<sup>3</sup>, errors are negligible for selected realizations but considerably larger for single phase flow results. For the median, errors from both hierarchical selections are similar and clearly less important than errors from random selection and single-phase flow on 200 realizations.

On the contrary, single phase flows on the exhaustive set give the smallest errors in standard deviation. Even if pressure results are locally overestimated, global deviation of results are preserved through single phase flow. Standard deviation errors from selected realizations are higher but remain globally low and once again, errors from hierarchical methods are inferior to error from randomly selected subset.

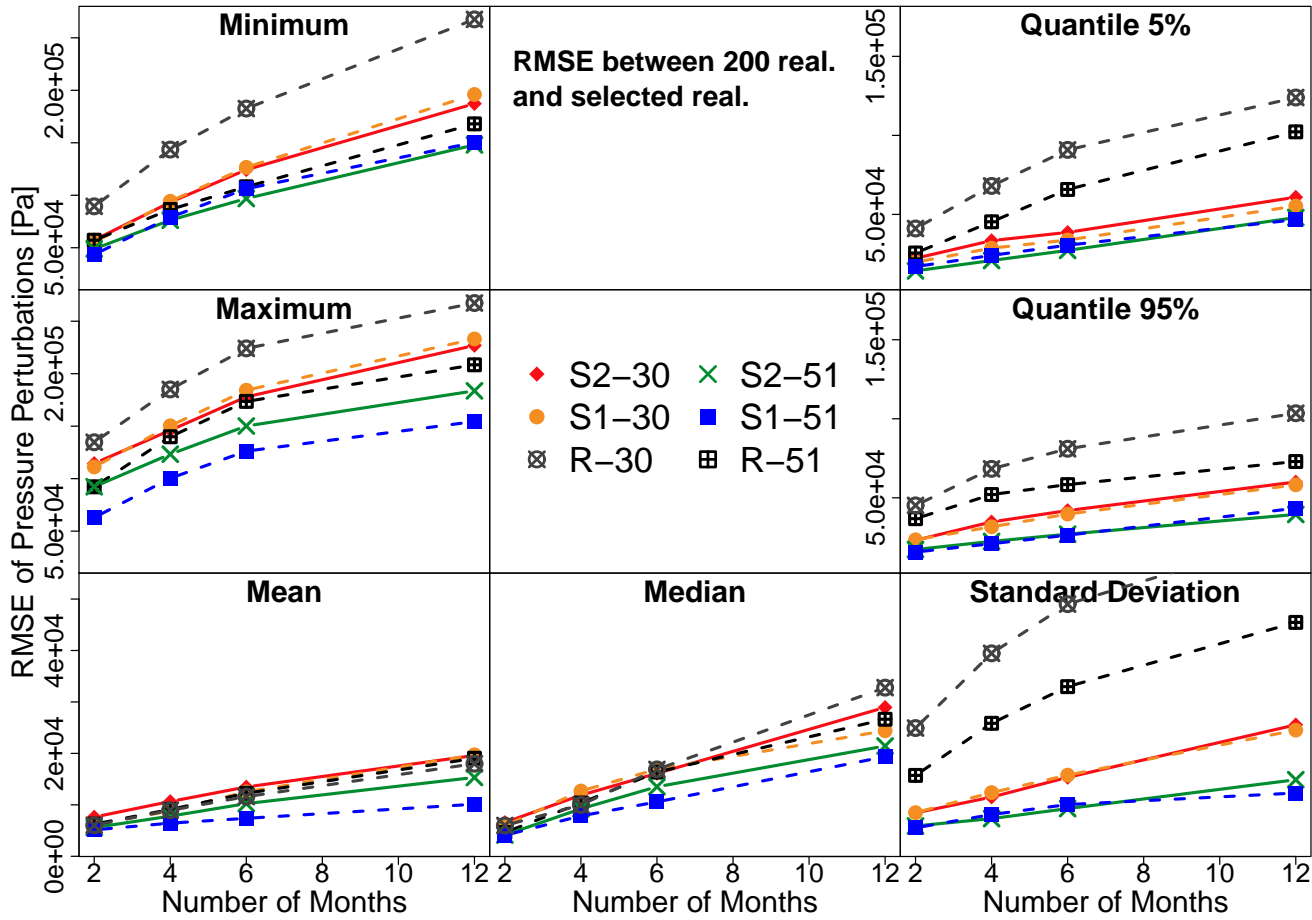
Therefore, hierarchical methods of selection are more accurate to assess the spread in pressure perturbations (minimum and maximum results) than random selection or single phase flow results on the exhaustive set. They also keep a reasonable estimation of others statistics properties. Moreover, 2-phases flow results of the selection based on single-phase flow results at 6 months seems sufficient to obtain relevant pressure results at one year.

#### 4.2 Comparison of distance-based methods

Figure 12 illustrates statistic properties profiles of 51 selected realizations from distance-based methods compared to 200 realizations. Results are also compared to random clustering, i.e. 51 random clusters.

If minimum, maximum pressure profiles of subset of realizations are deviated from min/max pressure profiles of exhaustive set of realizations, results improves for quantiles 95%, 5%. For standard-deviation, results

<sup>3</sup> The scale for the mean, median and standard deviation results is different to minimum, maximum and other quantiles.



**Fig. 13** Root Mean Square Error on the entire reservoir between 2-phases flow results from exhaustive sets and from 51 and 30 realizations selected by distance-based methods or randomly selected, expressed as a function of time (cf. table 2 for the nomenclature of the legend).

from selected realizations seem relatively closed to profile of 200 realizations.

For all statistic properties profiles, no significant differences are observed between selections based on single phase flow or 2-phases flow proxy-responses.

On global error in statistic properties (figure 13), distance-based selections give the lowest error for all statistic properties compared to random selection. Errors from distance-based method are particularly low for mean, standard-deviation and quantiles 5% and 95%.

From distance-based selections, 30 realizations are also selected to evaluate the accuracy in this method with fewer realizations and are compared to random selection of 30 realizations.

Pressure profiles of these subsets of realizations from distance-based methods (figure 14) show differences from maximum/minimum pressure profiles of 200 realizations but improvements are achieved for quantiles 95%, 5%. Profiles of quantiles 95%, 5% from the exhaustive set and subset from distance-based methods are nearly su-

perimposed while profiles from randomly selected realizations show more significant discrepancies.

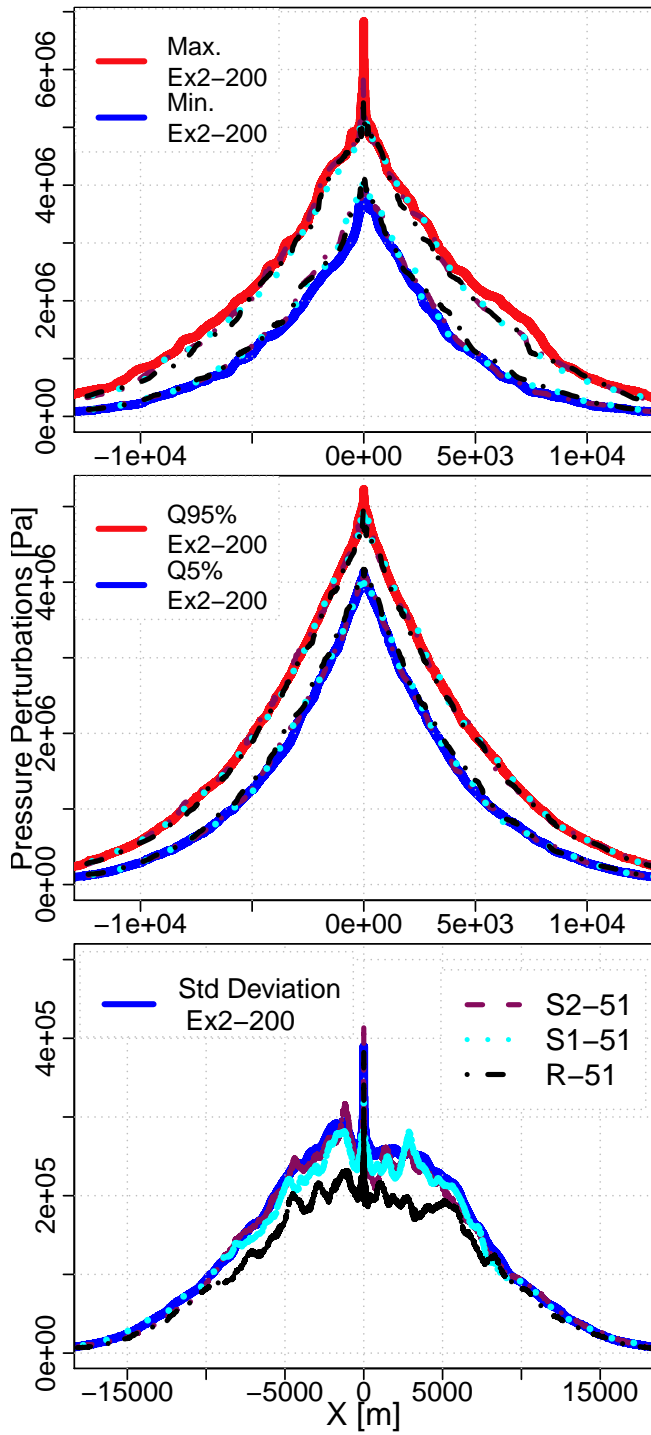
On standard deviation profiles, random set of realizations are clearly more deviated than selections from distance-based methods.

For global error on the domain (figure 13), the efficiency is observed for distance-based method for each statistic properties. All distance-based selections are more accurate than random selections with the same number of realizations for quantiles 95%, 50%, 5% and standard deviation. The distance-based selection of 30 realizations is even more accurate than the random selection of 51 realizations for quantiles 95%, 5% and standard deviation.

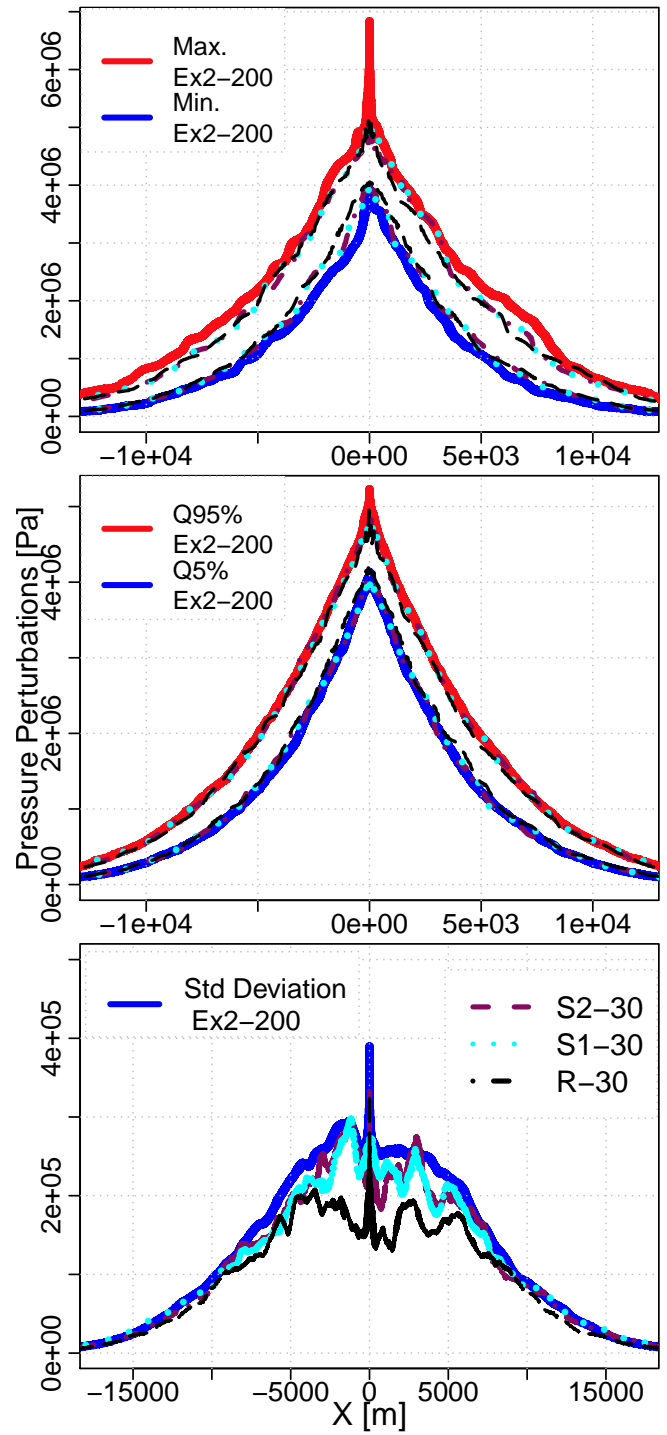
Differences between selections results based on single-phase flow or 2-phases flow as proxy responses are relatively minor.

From results of both different subsets of realizations (51 or 30), distance-based selections give satisfactory results in pressure predictions on the entire reservoir





**Fig. 12** Pressure perturbations profiles after an injection period of one year (Minimum and Maximum, Quantiles 95% and 5%, Standard Deviation) of subsets from distance-based methods, (51 realizations selected from 2-phase flow results after 6 months of injection: S2-51 or from single phase flow results after 6 months of injection: S1-51), of random selection (R-51) and of exhaustive set results (Ex2-200) (cf. table 2 for the nomenclature of the legend).



**Fig. 14** Pressure perturbations profiles after an injection period of one year (Minimum and Maximum, Quantiles 95% and 5%, Standard Deviation) of subsets from distance-based methods, (30 realizations selected from 2-phase flow results after 6 months of injection: S2-30 or from single phase flow results after 6 months of injection: S1-30), random selection (R-30) and of exhaustive set results (Ex2-200).

for quantiles (95%, 5%), mean and standard deviation. Efficiency of this method is shown through their better results compared to random selections.

The use of proxy-response from single phase flow represents a more efficient approximation since results from both proxy-responses (single phase or two-phases flow) are close to each other and computational time from single phase flow is clearly lower.

### 4.3 Comparison of selections

As seen before, differences in results from single phase flow or 2 phases flow as proxy-response are negligible. Therefore, only hierarchical and distance-based selections based on single phase flow results are compared.

#### *Global error*

Comparing root mean square errors from the different methods of selections (figure 15), only selection based on hierarchical method enables to get a good approximation of minimum and maximum behavior of the exhaustive set. In contrast, with the same number of realizations as for hierarchical method, distance-based method improves the approximation for quantiles, mean and standard deviation. For quantiles 5%, 25%, 75% and 95%, for standard deviation and mean behaviors, even with a lower number of realizations, distance-based methods are more efficient than hierarchical methods.

A reduction of the number of selected realizations from distance-based method does not always imply a loss of accuracy in results. In the case of predictions for scalar values [20] showed a non linearity between loss of precision and reduction of realizations. Indeed, the selection of the closest realization to centroid is not always the most representative of cluster, in particular in case of low correlation between similarity distances and differences in comprehensive multiphase flow results. In our case, results from 51 realizations from distance-based methods improve accuracy in results compared to 30 realizations. However, for quantiles 5%, 25%, 75% and 95%, errors from 30 and 51 realizations are close and therefore, only 30 realizations from distance-based method would be sufficient to get accurate results for these behaviors.

For a same number of realizations, random selections are always less accurate than subset from selection procedures. As for [22], selected realizations based on Kernel K-means procedures better reproduce uncertainty estimations compared to random selections, even though in our study, this evaluation needs to characterize spatial uncertainties in prediction.

Moreover, selections from hierarchical or distance-based methods were based on proxy-response at 6 months

of injection and selections were able to reproduce statistic properties after 1 year of injection. So, predictive quality of selection from 6 months to one year is sufficient to be used for uncertainty assessment at one year.

Results from 200 realizations by single-phase flow are not able to approach the global distribution of pressure from 2-phases flow. If it is not possible to assess directly the pressure behavior by single phase flow, in contrast, single phase flow could result in an efficient selection for 2-phases flow, reducing computational time and achieving the assessment of uncertainties.

#### *Comparison on local measurements*

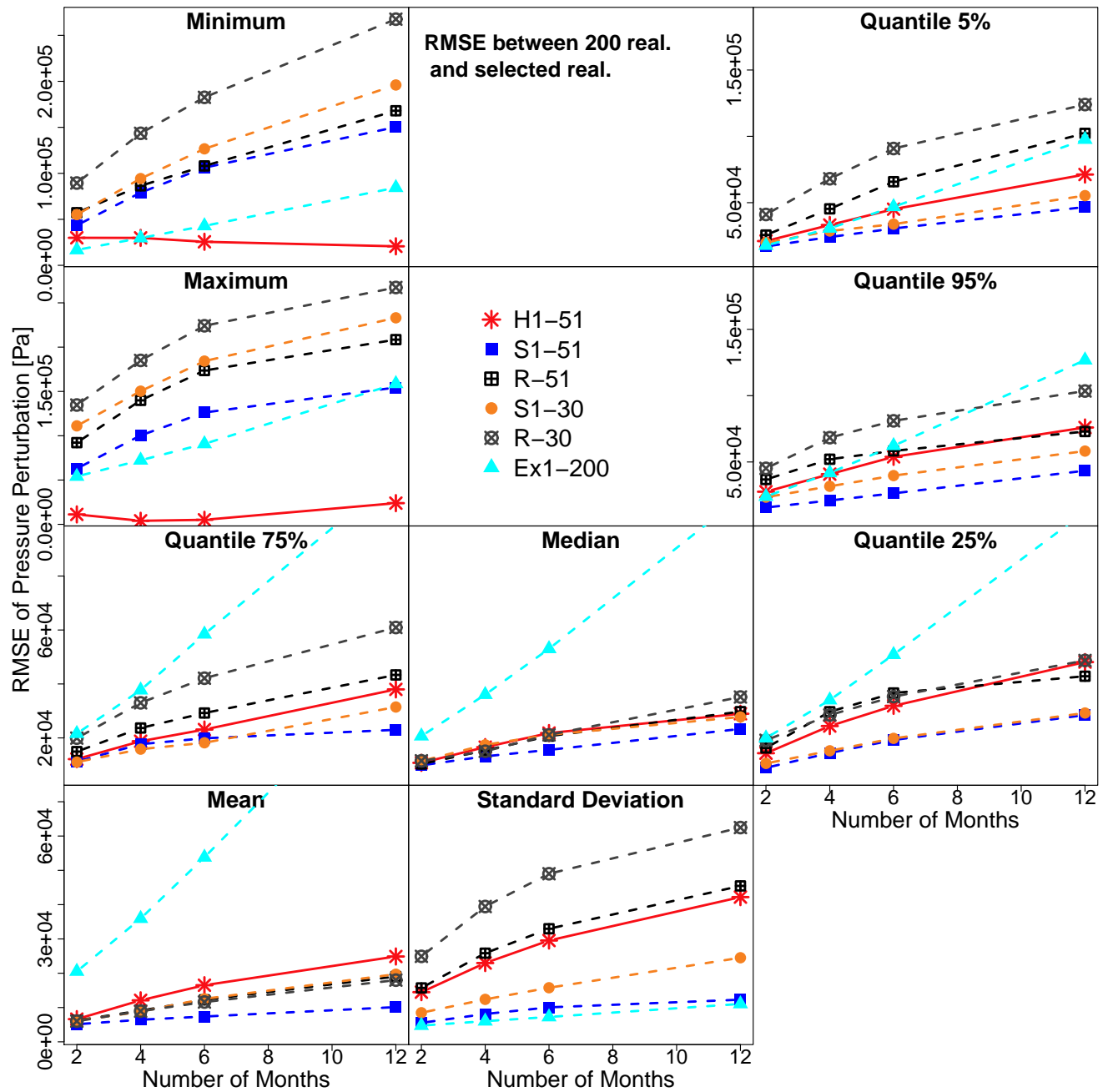
Previous evaluations were applied on global prediction on the entire domain, i.e. the ability to represent spatial distribution of pressure response due to uncertainties in spatial variability of permeability. However local measurements such as distances of propagation of specific pressure perturbations may also be desirable.

Comparing results distributions for propagation of specific pressure perturbations ( $5.10^4$  and  $1.10^6$  Pa, figure 16), 51 realizations selected by distance-based method give a better approximation of these local distribution than the same number of realizations from hierarchical methods or random selections. As for global results, distance-based method give a better approach of mean behavior and dispersion from this mean on the entire reservoir, even if selection of 30 realizations reduces the quality and liability on this type of results. Indeed, differences in distribution of local measurements between the exhaustive set of realizations and 30 realizations from distance-based method can be more important than differences with random selections.

If hierarchical method is less efficient to reproduce distributions, this method always gives the best approximation for minimum and maximum even for local measurements.

The better approximation of minimum, maximum from hierarchical method versus better distribution for distance-based selections even for local measurements are expected from their methods of selection. Since the error criterion for hierarchical method is based on a threshold of error on the entire reservoir for minimum and maximum, these results for local measurements remain closed to what is expected from the exhaustive set. On the other hand, the objective of distance-based is to represent the global dispersion based on the global results on the entire reservoir. Dispersion of results for local measurements from distance-based method are still more precise to represent distributions.

Nevertheless, if assessment are needed only for local measurements, selection methods could referred to these local measurements rather than global measure-

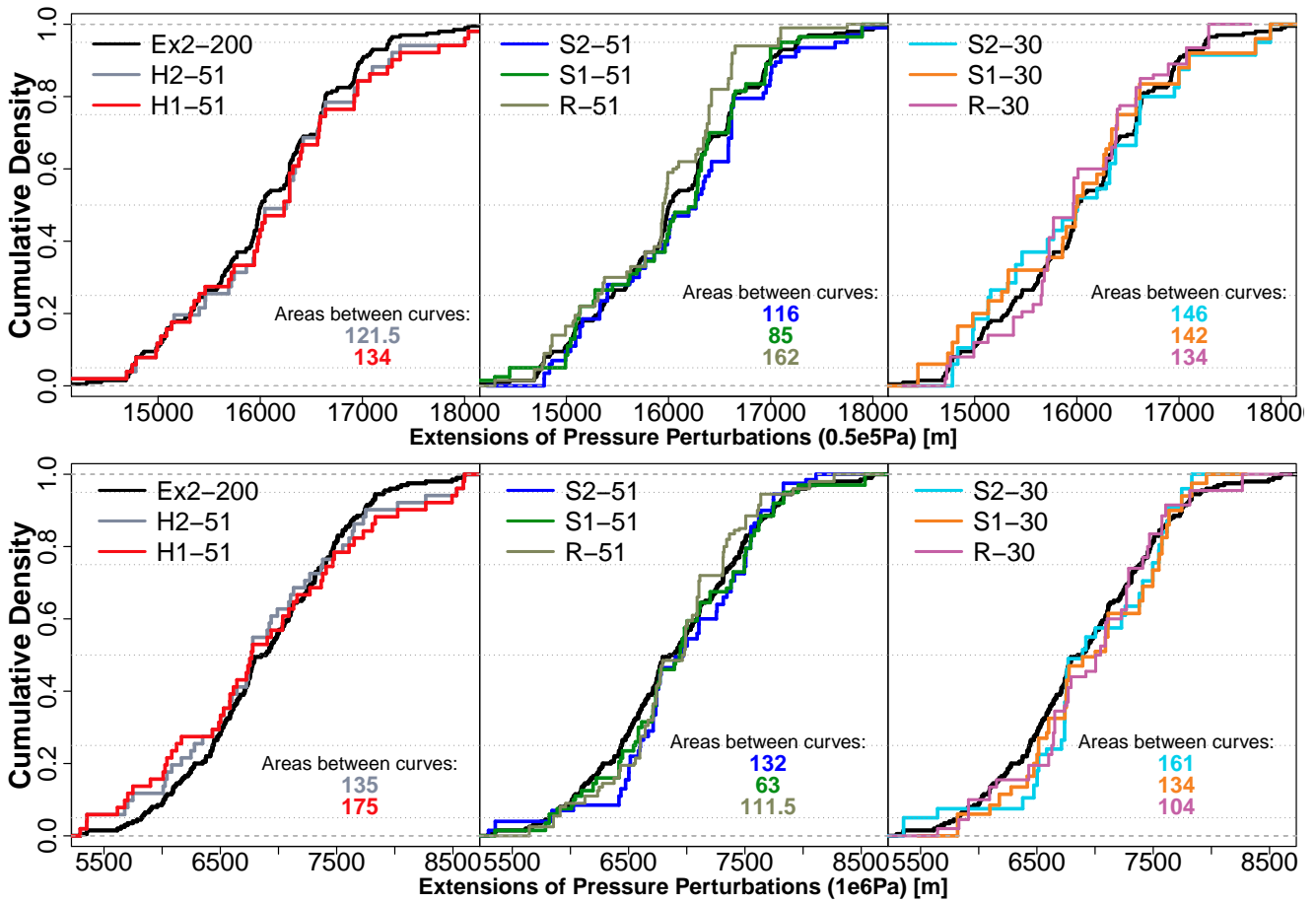


**Fig. 15** Root Mean Square Error on the entire reservoir between 2-phases flow results from exhaustive sets and selected realizations, expressed as a function of time (cf. table 2 for the nomenclature of the legend).

ments to improve its efficiency. Efficiency of selection methods can be strongly dependent on the type of selection criterion such as the choice of the type of distance. As proposed by [21], when another type of results or application have to be studied, a new type of distance should be investigated for accuracy of the method.

For example, even if a good correlation can be calculated between distances in gas saturation distribution and distances of pressure perturbations from proxy-response on the entire domain (about 0.8), this type

of distance fails to approximate the spread in uncertainty for gas migration. The domain of extension of pressure perturbation is too large compared to the area of gas saturation distribution. Consequently, this selection criterion at large scale is not able to capture the important dissimilarities in the area of interest for gas migration. For this type of response, another distance and/or on a more restricted domain should rather be used to characterize uncertainties in gas migration (e.g



**Fig. 16** Comparison of distributions of local measurements (propagation of specific pressure perturbations) from different methods of selection based on single phase flow results and distribution from 2-phase flow simulation on the exhaustive set after one year of injection (cf. table 2 for the nomenclature of the legend).

for gas migration, [11] only studied static connectivity in the vicinity of the well).

## 5 Conclusion

Selections methods of stochastic realizations have been applied to reduce the computational time when screening uncertainty space in terms of spatial variability of permeability. The aim of this study was to select realizations which model pressure response uncertainties on the entire domain and using only a few representative realizations for comprehensive flow simulations.

Overall, hierarchical methods are more accurate to approach minimum and maximum responses of the exhaustive set, i.e. to assess completely the uncertainties interval. If distance-based methods failed to approximate minimum and maximum behavior, in contrast, they are able to reproduce mean and dispersion around this mean (quantiles up to 95% and 5%).

On the exhaustive set, statistics properties from single phase flow simulations poorly reproduce pressure

perturbations statistics from multiphase flow simulations. However, the multiphase flow statistics results from a subset of realizations are similar by considering either the selection from single-phase flow or from multiphase flow simulation. Moreover, the use of single-phase flow as a proxy response divides by four to six the total computational time (which is a function of the number of selected realizations in this study). Therefore, using single phase flow simulation as a proxy-response to select a subset of realizations for multiphase flow would be the most efficient method to evaluate the uncertainties related to geological parameters.

The selections were based on results after a six months long injection period but validity of selection results were checked after one year of injection. The selections can be predictive and the period of simulation on the exhaustive set consequently reduced.

To assess the spatially-variable pressure response uncertainties, themselves related to the uncertainties on geological parameters, the following procedure is recommended:

1. Single-phase flow simulations on a large set of stochastic realizations
2. Selection of few representative realizations depending on required time and type of studied response
3. Multiphases flow simulations on selected realizations, potentially for a longer period than these previous simulations.

## References

1. Alpak, F.O., Barton, M.D., Caers, J.: A flow-based pattern recognition algorithm for rapid quantification of geologic uncertainty. *Computational Geosciences* **14**(4), 603–621 (2010). DOI 10.1007/s10596-009-9175-5
2. Ates, H., Bahar, A., El-abd, S., Charfeddine, M., Kelkar, M., Datta-Gupta, A.: Ranking and Upscaling of Geostatistical Reservoir Models by Use of Streamline Simulation : A Field Case Study. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering* (February) (2005)
3. Ballin, P.R., Journel, A.G., Aziz, K.: Prediction of uncertainty in reservoir performance forecast. *Journal of Canadian Petroleum Technology* **31**(4), 52–62 (1992)
4. Birkholzer, J.T., Cihan, A., Zhou, Q.: Impact-driven pressure management via targeted brine extraction - Conceptual studies of CO2 storage in saline formations. *International Journal of Greenhouse Gas Control* **7**, 168–180 (2012). DOI 10.1016/j.ijggc.2012.01.001
5. Bouquet, S., Bruel, D., de Fouquet, C.: Influence of heterogeneities and upscaling on CO2 storage prediction at large scale in deep saline aquifer. In: *Energy Procedia* **37**(0), 4445–4456 (2013) DOI 10.1016/j.egypro.2013.06.349
6. Chilès, J.P., Delfiner, P.: *Geostatistics: Modeling Spatial Uncertainty*. John Wiley & Sons, Inc. (1999)
7. Desbois, D.: Une introduction au positionnement multidimensionnel. *Revue MODULAD* (32) (2005)
8. Dhillon, I., Guan, Y., Kulis, B.: Kernel K-means: spectral clustering and normalized cuts. *Proceedings of the tenth ACM SIGKDD international conference on Knowledge discovery and data mining*, 551–556 (2004)
9. Heath, J.E., Kobos, P.H., Roach, J.D., Dewers, T.A., Mckenna, S.A.: Geologic Heterogeneity and Economic Uncertainty of Subsurface Carbon Dioxide Storage. *SPE Economics & Management* **4**(1), 32–41 (2012)
10. Honarkhah M., C.J., Honarkhah, M., Caers, J.: Stochastic simulation of patterns using distance-based pattern modeling. *Mathematical Geosciences* **42**(5), 487–517 (2010). DOI 10.1007/s11004-010-9276-7
11. Jeong, H., Srinivasan, S., Bryant, S.: Uncertainty Quantification of CO2 Plume Migration Using Static Connectivity of Geologic Features. In: *Energy Procedia* **37**(0), 3771–3779 (2013) DOI 10.1016/j.egypro.2013.06.273
12. Lengler, U., De Lucia, M., Kühn, M.: The impact of heterogeneity on the distribution of CO2: Numerical simulation of CO2 storage at Ketzin. *International Journal of Greenhouse Gas Control* **4**(6), 1016–1025 (2010). DOI 10.1016/j.ijggc.2010.07.004.
13. Luxburg, U.: A tutorial on spectral clustering. *Statistics and Computing* **17**(4), 395–416 (2007). DOI 10.1007/s11222-007-9033-z
14. Ng, A., Jordan, M., Weiss, Y.: On spectral clustering: Analysis and an algorithm. *Advances in neural information processing systems* **2**, 849–856 (2002)
15. Nicot, J.P.: Evaluation of large-scale CO2 storage on fresh-water sections of aquifers: An example from the Texas Gulf Coast Basin. *International Journal of Greenhouse Gas Control* **2**(4), 582–593 (2008)
16. Nicot, J.P., Hosseini, S.A., Solano, S.V.: Are single-phase flow numerical models sufficient to estimate pressure distribution in CO2 sequestration projects? In: *Energy Procedia* **4**(0), 3919–3926 (2011) DOI 10.1016/j.egypro.2011.02.330
17. Renard, P., Marsily, G.D.: Calculating equivalent permeability: a review. *Advances in Water Resources* **20**(5-6), 253–278 (1997)
18. Saad, N., Maroorrgroge, V., Kalkomey, C.T.: Ranking Geostatistical Models Using Tracer Production Data. In: *Eurepean 3-D Reservoir Modeling Conference*, pp. 131–142. Stavanger, Norway (1996)
19. Scheidt, C., Caers, J.: Representing Spatial Uncertainty Using Distances and Kernels. *Mathematical Geosciences* **41**(4), 397–419 (2008). DOI 10.1007/s11004-008-9186-0
20. Scheidt, C., Caers, J.: Bootstrap confidence intervals for reservoir model selection techniques. *Computational Geosciences* **14**(2), 369–382 (2009). DOI 10.1007/s10596-009-9156-8
21. Scheidt, C., Caers, J.: Uncertainty quantification in reservoir performance using distances and kernel methods-application to a west Africa deepwater turbidite reservoir. *SPE Journal* **14**(4), 680–692 (2009)
22. Scheidt, C., Caers, J., Chen, Y., Durlofsky, L.J.: A multi-resolution workflow to generate high-resolution models constrained to dynamic data. *Computational Geosciences* **15**(3), 545–563 (2011). DOI 10.1007/s10596-011-9223-9
23. Suzuki, S., Caers, J.: SPE 102154 History Matching With an Uncertain Geological Scenario. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, **2**, 1118–1134. San Antonio, Texas, USA (2006)
24. Suzuki, S., Caumon, G., Caers, J.: Dynamic data integration for structural modeling: model screening approach using a distance-based model parameterization. *Computational Geosciences* **12**(1), 105–119 (2008). DOI 10.1007/s10596-007-9063-9
25. Thiele, M.R., Rao, S.E., Blunt, M.J.: Quantifying Uncertainty in Reservoir Performance Using Streamtubes. *Mathematical Geology* **28**(February), 843–856 (1996)
26. Wen, X.H., Gomez-Hernandez, J.: Upscaling hydraulic conductivities in heterogeneous media: An overview. *Journal of Hydrology* **183**, 1–24 (1996). DOI 10.1016/S0022-1694(96)80030-8.

## Synthèse de la partie II

A partir d'une étude de changement d'échelle empirique (comparaison des résultats du modèle initial et des modèles après changement d'échelle), des modèles 2D à maillage irrégulier ont été construits pour caractériser efficacement les processus d'écoulements et de transport liés à l'injection de CO<sub>2</sub> à l'échelle régionale ainsi que les effets de la variabilité spatiale de perméabilité sur ces processus.

Le calcul des perméabilités équivalentes par moyenne géométrique s'est avéré suffisant pour approcher les résultats du modèle initial sans nécessiter l'utilisation de méthode numérique plus précise (simulation d'écoulement sur les modèles géostatistiques) ou la prise en compte de l'anisotropie induite par le changement d'échelle.

Il est à noter que les écarts entre modèles après changement d'échelle par moyenne géométrique pour tous les maillages étudiés ou les écarts entre méthodes de changement d'échelle (exceptés les cas homogènes ou semi-homogènes) sont inférieurs aux écarts entre modèles de différentes longueurs de corrélations de variabilité spatiale. Par conséquent, l'incertitude sur le choix de modélisation du changement d'échelle et le choix du maillage aurait des conséquences relativement négligeables pour nos modèles comparées à celles des incertitudes sur les paramètres géologiques, sachant que la longueur de corrélation n'est pas le paramètre ayant l'influence la plus significative par rapport aux autres paramètres qui ont été étudiés.

En revanche, les écarts entre résultats des modèles de champs de perméabilité peuvent être nettement plus importants que les écarts entre scénarios de longueur de corrélation. Les écarts entre les modélisations par couches ou homogène par rapport à la représentation de la variabilité spatiale (latérale et verticale) sont de l'ordre de l'incertitude liée aux paramètres géologiques les plus influents et peuvent dans certains cas leur être supérieurs (par exemple, les écarts de distance de propagation sont maximaux pour une perturbation de 0.05MPa avec les modèles par couches). La variabilité spatiale de la perméabilité a une influence prépondérante à la fois sur le comportement du CO<sub>2</sub> mais également sur la perturbation de pression (au moins à court terme). Cette réponse en pression varie latéralement en fonction de la distribution des zones de faible ou forte perméabilité. Elle ne peut être approchée par des modèles homogènes latéralement et les écarts entre les comportements moyens de pression du modèle de variabilité spatiale continue et du modèle semi-homogène, pour les perturbations de pression atteignant la zone homogénéisée, sont également plus importants que ceux entre réalisations de différentes longueurs de corrélation. La semi-homogénéisation n'a pas d'influence significative sur la migration et la dissolution du CO<sub>2</sub> ni sur les perturbations de pression sur la majeure partie de la zone hétérogène conservée. Mais l'utilisation de ce type de modèle peut être critique à grande échelle si les perturbations de pressions à caractériser se développent dans cette zone homogène.

Par ailleurs, les études de sensibilité réalisées sur des modèles homogènes tendent à sur-

estimer l'influence des autres paramètres par rapport à l'influence de la perméabilité. Si l'augmentation ou la diminution d'un paramètre produit qualitativement un effet similaire sur les modèles homogènes et hétérogènes, en revanche, la dispersion des résultats de modèles à variabilité spatiale est peu modifiée alors que celle des modèles homogènes (i.e. différentes valeurs de perméabilité uniforme) peut être significativement réduite ou augmentée.

La méthode de modélisation de la variabilité spatiale de perméabilité est donc critique pour caractériser la perturbation de pression et la migration du CO<sub>2</sub>. Par contre, la résolution fine de la variabilité spatiale n'est pas nécessaire puisque les modèles par classes (i.e. ici, discrétisation des valeurs de perméabilité) permettent d'obtenir des résultats équivalents à ceux des modèles à variabilité spatiale continue. Cela nous permet de conclure que la caractérisation de la variabilité spatiale de la perméabilité nécessaire pour l'étude de faisabilité du stockage de CO<sub>2</sub> requière en premier lieu de décrire les principaux contrastes de perméabilité, ici de l'ordre d'un facteur 10. Les variations de perméabilité inférieures à cet ordre de grandeur ne seraient nécessaires que pour évaluer plus précisément les taux de dissolution, donc uniquement dans la zone proche du point d'injection.

Seule la variabilité spatiale de la perméabilité serait essentielle pour les études prédictives puisque la variabilité spatiale associée de la porosité et de la compressibilité des pores influe peu sur les résultats en pression ou sur le comportement du CO<sub>2</sub>. Toutefois, dans tous les cas étudiés, la variabilité spatiale de la perméabilité était associée à une variabilité spatiale de la pression capillaire (via le rapport donné par la fonction J-Leverett). Nous n'avons pas essayé de distinguer l'influence relative de la variabilité spatiale de la pression capillaire par rapport à celle de la perméabilité, ici leur influence associée a été directement étudiée. Selon Zhou et al. [1], la variabilité spatiale de la pression capillaire aurait la plus grande influence sur la migration du panache de CO<sub>2</sub>.

Les incertitudes sur la compressibilité des pores (valeur uniforme) ont également des conséquences considérables sur les résultats des modèles, parfois similaires ou supérieures à celles induites par la variabilité spatiale de la perméabilité du réservoir. Pour des intervalles d'incertitudes de compressibilité et de perméabilité équivalents (uniformes), l'influence de la compressibilité des pores sur les perturbations de pression domine celle de la perméabilité. L'influence majeure de la compressibilité des pores est plus marquée encore si l'on se réfère aux propriétés de la couverture, même si les études de sensibilité précédentes ont généralement mis l'accent sur les incertitudes de valeur de la perméabilité de la couverture (alors que celle de la compressibilité des pores est tout aussi mal connue).

Bien que dans le cas de la variabilité spatiale de la compressibilité des pores, les intervalles de valeurs soient plus larges que ceux considérés pour les valeurs uniformes (elles correspondent aux classes -2 et 2 du modèle par classes, cf. chapitre 4), cette variabilité spatiale a une faible influence alors que sa valeur, représentée uniformément, influence significativement la perturbation de pression. Cela peut s'expliquer d'une part parce que la variabilité de la compressibilité des pores est en partie compensée par la variabilité de la porosité (alors qu'elle n'est pas modifiée dans le cas de compressibilité des pores uniforme), d'autre part parce que les classes -2 et 2 sont peu représentées dans les modèles. Ainsi, ces deux études ne se contredisent pas, mais soulignent l'importance de caractériser précisément un équivalent uniforme pour la compressibilité des pores et la porosité sur l'ensemble du réservoir. Enfin, la compressibilité des pores du réservoir, la compressibilité et la perméabilité de la couverture n'ont pas une influence significative sur le comportement du CO<sub>2</sub>. Ces paramètres ne sont donc pas primordiaux pour les études focalisant sur la migration du panache et la dissolution du CO<sub>2</sub> ou sur le transport

réactif. Toutefois, si la pression intervient significativement dans les processus modélisés alors ces paramètres peuvent avoir une influence indirecte sur les résultats, puisqu'ils contraignent l'augmentation de pression.

Les effets de l'incertitude sur les perméabilités relatives se limitent à la zone d'injection. Ce paramètre influence principalement la migration du panache et la dissolution du CO<sub>2</sub>, et dans certains cas hétérogènes, la pression au puits. Puisque ce paramètre n'induit pas de variations significatives des propagations de pression, la caractérisation de la perméabilité relative peut être restreinte à la zone d'injection. L'influence de la variabilité spatiale de ce paramètre n'a pas été étudiée ici. Toutefois, même si cette variabilité spatiale influence les résultats, potentiellement en renforçant les contrastes de connectivités pour le CO<sub>2</sub>, on peut supposer que la modélisation de la variabilité de la perméabilité relative ne serait pas non plus nécessaire à l'échelle régionale.

La longueur de corrélation n'influe que sur la dispersion des résultats, à la fois sur la perturbation de pression et sur la migration du panache. L'incertitude sur la variance de la variabilité spatiale n'a pas été étudiée mais si l'on s'appuie sur les études effectuées par De Lucia et al. [2], l'influence de la variance serait fonction de la valeur de la portée (influence significative sur les flux pour des portées suffisamment grandes).

Les interactions étudiées ici se sont limitées à celles par rapport à la perméabilité et à sa variabilité spatiale. D'autres interactions peuvent être envisagées notamment la compétition entre l'influence de la compressibilité des pores du réservoir et celle des propriétés de la couverture pour l'atténuation de la perturbation de pression. De plus, les atténuations ou exacerbations liées à la structure des modèles, la configuration du ou des puits et la mise en place éventuelle de puits producteurs n'ont pas été prises en compte.

L'influence de la variabilité spatiale de la perméabilité est significative mais sa prise en compte requiert des simulations numériques sur de multiples réalisations du champ de perméabilité, coûteuses en temps de calcul, en particulier si l'on souhaite passer à des modèles 3D à l'échelle régionale.

Les méthodes de sélection testées s'avèrent efficaces pour l'étude de la variabilité spatiale des résultats en pression, réduisant le nombre de réalisations pour la simulation du stockage de CO<sub>2</sub> et permettant de retrouver les propriétés statistiques de l'ensemble des réalisations. Ces méthodes apportent une amélioration par rapport à une stratégie de simple échantillonnage aléatoire de réalisations. La méthode "distance-based" est la plus performante pour retrouver les quantiles de l'ensemble. Néanmoins, dans le cadre d'une étude de risque, la méthode hiérarchique approche mieux les comportements maximaux.

Cependant, le critère de sélection doit être spécifique à la réponse étudiée. Pour la réponse en pression variant spatialement, nous avons pu nous appuyer sur les résultats de simulation monophasique pour réaliser la sélection, ce qui permet de réduire drastiquement les temps de calcul des simulations sur l'ensemble des réalisations<sup>2</sup>. Si la sélection suivant ce critère a été concluante pour la réponse en pression des écoulements diphasiques, en revanche, ce n'est pas le cas pour la migration du panache.

La sélection de réalisations avait été envisagée directement à partir des champs de perméabilité mais n'a pas abouti à des résultats concluants. Les simulations aléatoires du champ de perméabilité (modèle continu) balayeraient tout l'espace des incertitudes, ne permettant

---

2. L'écoulement monophasique ne sert qu'à la sélection. La simulation d'écoulement diphasique est ensuite effectuée sur les réalisations sélectionnées car la réponse en pression du modèle monophasique reste approximative.



pas de distinguer des groupes de réalisations adéquats. Les différences entre réalisations ne sont pas nécessairement représentatives des différentes zones de connectivités dynamiques qui influencent majoritairement l'écoulement. De plus, la zone d'étude pour cette sélection correspondait à toute l'étendue du modèle alors que tout le domaine n'est pas perturbé. Potentiellement, la sélection de réalisations pourrait être envisagée sur le modèle par classes, éventuellement sur une zone plus restreinte du domaine, car ce modèle accentue les différences de connectivités critiques pour les réponses en pression et la migration du panache.

D'autre part, une sélection basée uniquement sur les variations latérales de la perméabilité pourrait être envisagée, puisque la variabilité spatiale de la réponse en pression est essentiellement latérale par rapport au puits. Ainsi, Chadwick et al. [3] montraient les variations de réponse en pression en fonction de la distance par rapport au puits d'une zone de plus ou moins faible perméabilité. Toutefois, si cette méthode nécessite de moyenniser les valeurs de perméabilité verticalement, la représentativité de ces moyennes n'est pas assurée.

Enfin, les modèles 2D utilisés induisent des limites à cette étude. En effet, le puits est supposé horizontal, l'écoulement est supposé linéaire limitant l'étude à du court-terme, ici un an. Cela permet de caractériser le comportement du système en début d'injection mais les résultats peuvent potentiellement être différents à plus long terme, avec des comportements éventuellement plus homogènes. De plus, pour ces modèles 2D, un seul puits a été modélisé, ce qui ne permet pas la caractérisation d'interférences.

Pour étudier la réponse du système à plus long-terme et les possibles interférences entre puits, des modèles 3D sont utilisés à la partie suivante.

## Références

- [1] Q. Zhou, J. Birkholzer, E. Mehnert, Y.-F. Lin, and K. Zhang. Modeling basin- and plume-scale processes of CO<sub>2</sub> storage for full-scale deployment. *Ground water*, 48(4) :494–514, 2010. ISSN 1745-6584. doi : 10.1111/j.1745-6584.2009.00657.x.
- [2] M. De Lucia, C. de Fouquet, V. Lagneau, and R. Bruno. Equivalent block transmissivity in an irregular 2D polygonal grid for one-phase flow : A sensitivity analysis. *Comptes Rendus Geoscience*, 341(4) :327–338, April 2009. ISSN 16310713. doi : 10.1016/j.crte.2008.11.014.
- [3] R.A. Chadwick, D. J. Noy, and S. Holloway. Flow processes and pressure evolution in aquifers during the injection of supercritical CO<sub>2</sub> as a greenhouse gas mitigation measure. *Petroleum Geoscience*, 15(1) :59–73, 2009.

## **Troisième partie**

# **Etude de la réponse du système appliquée à des modèles 3D régionaux du bassin de Paris**



## Chapitre 7

# Modèle 3D régional pour la simulation d'injections de CO<sub>2</sub>

Les simulations d'injection de CO<sub>2</sub> sont maintenant effectuées sur des modèles 3D régionaux du bassin de Paris. Le modèle 3D construit représente de manière plus réaliste les conditions de stockage dans le bassin parisien que les modèles 2D conceptuels précédents. Sa construction s'appuie sur les données d'un modèle hydrogéologique qui nous renseigne sur la structure du bassin et donc sur les variations de profondeur et d'épaisseur de la formation d'injection (Bathonien), de sa couverture (Callovo-Oxfordien) et de la formation sus-jacente (Bajocien) à celle d'injection. Le modèle hydrogéologique apporte également des informations, à l'échelle régionale, sur les propriétés de porosité et de perméabilité des formations.

Par rapport au modèle hydrogéologique d'origine, la construction du modèle pour simuler l'injection de CO<sub>2</sub> requiert des adaptations. La taille du modèle est limitée pour des conditions favorables au stockage de CO<sub>2</sub> (i.e. délimitation en fonction de la profondeur de la formation d'injection), le maillage est raffiné dans les zones d'injection hypothétiques ce qui aboutit à un maillage irrégulier : fin dans les zones d'injection et beaucoup plus large en bordure du modèle.

La description de la variabilité de la perméabilité à l'échelle régionale (portée de plusieurs dizaines de kilomètres), sans variabilité verticale au sein d'une même formation, n'est potentiellement pas adéquate dans le cadre de l'injection de CO<sub>2</sub>, sachant que les informations relevées sur le Dogger présentent une variabilité spatiale, verticale et latérale, à l'échelle locale (échelle kilométrique à décamétrique). Puisqu'aux chapitres précédents, il a été observé que la migration du panache et la propagation des perturbations de pression étaient fortement influencées par la variabilité spatiale de la perméabilité, les variations à l'échelle locale sur le modèle 3D pourraient avoir des conséquences non-négligeables sur les prévisions des zones du bassin perturbées par l'injection ainsi que sur les prévisions d'interférences entre sites.

Afin d'étudier l'influence de cette variabilité spatiale à l'échelle locale sur les modèles 3D régionaux, une centaine de réalisations sont simulées. Les valeurs de perméabilités obtenues sont contraintes par les données de variabilité régionale, telles que les données du modèle d'origine représentent un quantile élevé de la distribution log-normale de perméabilité simulée. Du fait du maillage irrégulier, après génération du champ de perméabilité par simulation géostatistique sur un maillage régulier, un changement d'échelle est appliqué pour obtenir le maillage souhaité.

A partir du modèle de variabilité régionale de perméabilité, différents scénarios d'injection sont d'abord envisagés pour évaluer les possibles interférences entre deux sites injectant dans

la même formation sédimentaire (chapitre 8). Différentes périodes d'injection pour les sites de stockage sont proposées (co-injection, injections alternées, injection individuelle).

L'influence de la variabilité régionale de la perméabilité et de la compressibilité des pores sur la propagation des perturbations de pression et sur la migration du panache est étudiée dans le cas de la co-injection de deux sites pendant une période d'injection de 25 ans. Les interférences entre puits d'un même site et l'influence de la configuration des puits d'injection sont également considérées.

L'étude d'injection de CO<sub>2</sub> est ensuite (chapitre 9) effectuée sur les réalisations de modèle de variabilité spatiale de perméabilité de résolution plus fine, l'objectif étant d'évaluer si la variabilité à l'échelle locale influence les résultats à l'échelle régionale (propagation de pression) pour des périodes d'injection de plusieurs dizaines d'années.

La simulation diphasique sur les 100 réalisations du modèle 3D requérant des temps de calculs trop importants, la sélection de réalisations proposée au chapitre précédent est appliquée. L'approche monophasique est utilisée pour simuler l'injection sur les 100 réalisations. A partir des résultats obtenus en monophasique, 8 réalisations sont sélectionnées par la méthode "distance-based" pour la simulation diphasique.

## **7.1 Modélisation des formations du Callovo-Oxfordien, du Bathonien et du Bajocien à partir du modèle "source" du bassin de Paris**

La construction du modèle 3D du bassin de Paris se fonde sur les données du modèle de bassin de Goncalves [1] (cf. figure 2.3 illustrant la pile sédimentaire), modèle repris ensuite par Jost et al. [2] et Contoux et al. [3] pour l'étude du comportement hydrogéologique de la structure vis à vis du forçage climatique pendant le dernier million d'années, ou du forçage anthropique pendant le dernier siècle. Les données géométriques, lithologiques et d'épaisseurs de ce modèle proviennent de la base de données stratigraphiques de Guillocheau et al. [4] regroupant plus de 1100 diagraphies de puits. Une base de données hydrodynamiques (au total, 1000 données hydrodynamiques) a conjointement été utilisée pour valider la représentation des charges hydrauliques et la perméabilité du modèle.

Contraint par les données stratigraphiques, le bassin de Paris a été reconstitué en simulant la sédimentation, l'érosion, la compaction et l'écoulement des fluides au cours de son histoire géologique. Les propriétés pétrophysiques sont déterminées selon une démarche prédictive à partir de ce modèle de compaction pour la spatialisation de la porosité. La perméabilité est déduite via des lois-types pétrophysiques, fonction du faciès lithologique et de la porosité (la description du modèle hydrogéologique est détaillée en annexe H).

Les propriétés du modèle hydrogéologique (coordonnées X, Y, Z du toit et mur des formations, épaisseur, porosité et transmissivité) sont exploitées dans le logiciel GOCAD pour le Callovo-Oxfordien, le Bathonien et le Bajocien (figure 7.1).

Les données sur ces formations s'étendent au Nord jusqu'à l'Angleterre et au Sud jusqu'à la bordure du Massif Central. Une zone d'intérêt est définie pour restreindre la taille du modèle. Puisque le CO<sub>2</sub> doit être injecté dans l'aquifère à l'état supercritique, la limite supérieure d'injection est fixée à la profondeur de 1000m. Ce critère permet de délimiter la zone d'injection au centre du bassin. La zone d'intérêt comprend donc cette zone potentielle d'injection qui est élargie (figure 7.1) afin de tenir compte de la large extension des perturbations de pression.

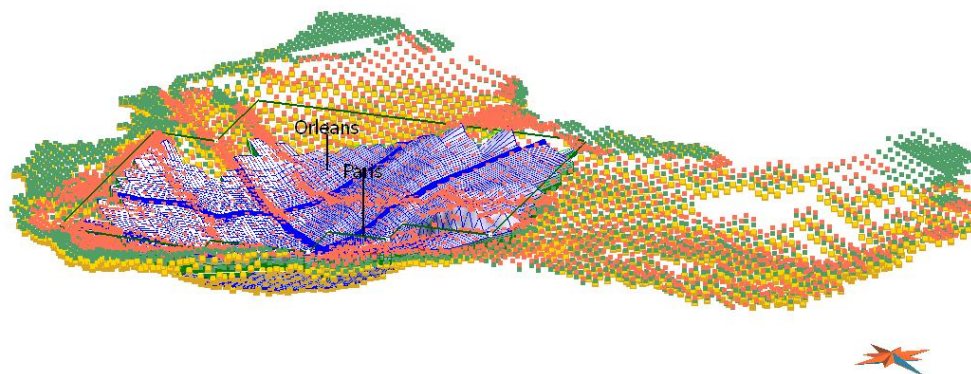


FIGURE 7.1 – Données du modèle source et définition de la zone d'intérêt (exagération verticale x30)

L'extension de la zone d'intérêt est réduite à l'ouest puisque la zone centrale d'injection pour le Bathonien (formation visée pour l'injection) est séparée de la bordure ouest par une zone de faible perméabilité, connue sous le nom de sillon marneux, qui ralentira la propagation de la pression.

Les champs de perméabilité du modèle 3D construit sont comparables à ceux de conductivités hydrauliques de Gonçalvès et al. [6] (figures 7.2 et 7.3).

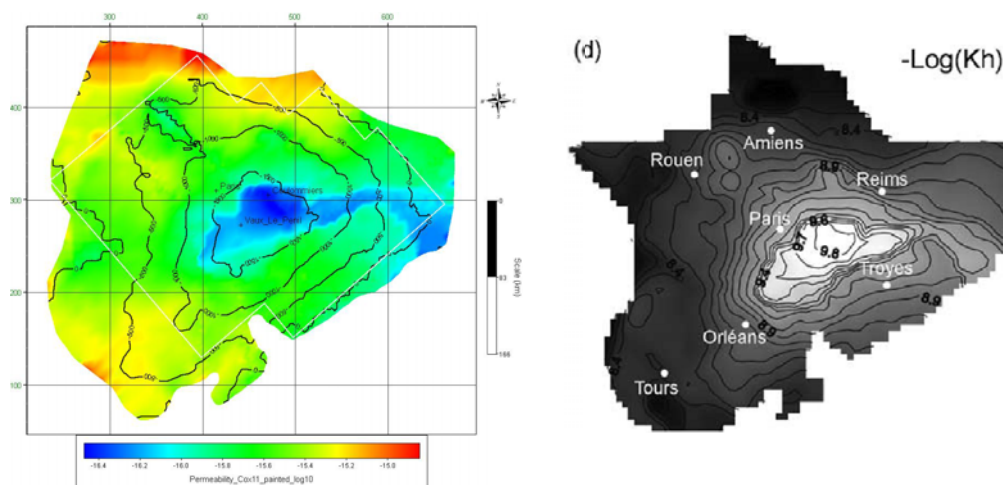


FIGURE 7.2 – Surface du Callovo-Oxfordien. A gauche, perméabilité (m<sup>2</sup>) du modèle construit sous GOCAD, les contours noirs représentent la profondeur (m), les contours du polygone blanc représentent la zone d'intérêt. A droite, conductivité hydraulique (m/s) de Gonçalvès (2004).

Pour mieux représenter les phénomènes complexes dans la zone d'injection tout en limitant le nombre de mailles, un maillage de type écossais est utilisé (figure 7.4). Deux localisations hypothétiques d'injection ont été définies pour le modèle 3D telles que les conditions de pression et de perméabilité soient favorables au stockage (capacité et injectivité). Ces deux zones se situent sur un même axe Nord-Sud (cf. zones raffinées de la figure 7.4) ayant une forte perméabilité et une profondeur suffisante pour assurer le maintien de l'état supercritique. Les points d'injection sont distants d'environ 62.5km. A cette distance, les études d'injection pour ces deux

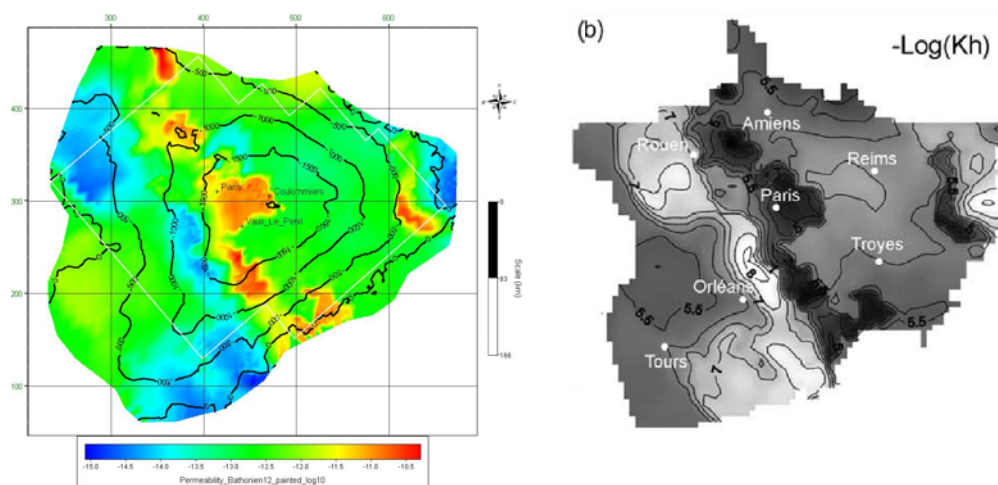


FIGURE 7.3 – Surface du Bathonien. A gauche, perméabilité (m<sup>2</sup>) du modèle construit sous go-cad, les contours représentent la profondeur (m), les contours du polygone blanc représentent la zone d'intérêt. A droite, conductivité hydraulique (m/s) de Goncalvès (2004).

sites auraient pu a priori être menées indépendamment. Néanmoins, comme le montre la figure 7.5d, ces deux sites se trouvent sur un axe Nord-Sud de fortes perméabilités connectées ce qui pourrait conduire à des interférences de pression malgré la distance entre les deux sites.

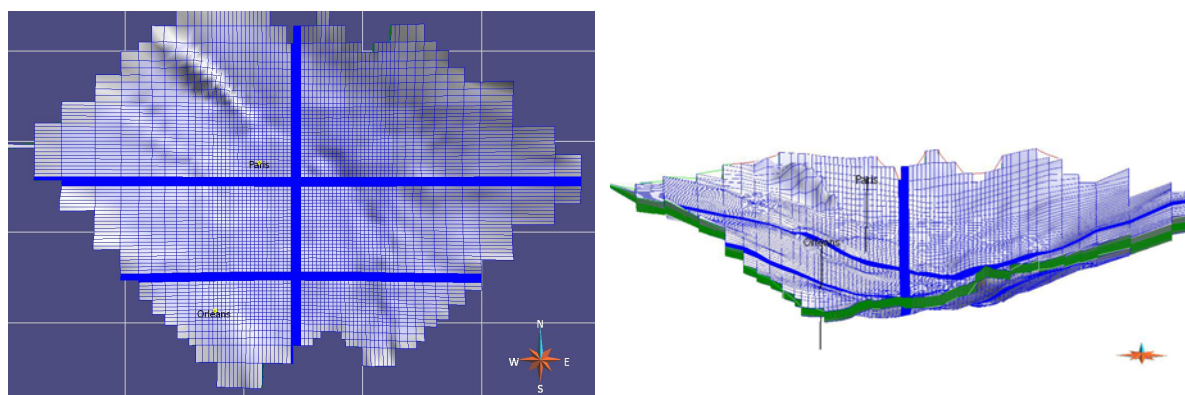


FIGURE 7.4 – Vue de dessus et de profil du maillage du modèle 3D (exagération verticale x30)

La taille latérale des mailles varie d'environ 30km sur les bords du modèle jusqu'à 70m dans les zones cibles pour l'injection (cf. tableau F.4, page 276). Les formations sont discrétisées verticalement en trois couches pour le Callovo-Oxfordien (de 5 à 150m d'épaisseur), 12 pour le Bathonien (de 5.85 à 26.7m) et trois dans le Bajocien (de 3.4 à 60m). L'extension latérale maximale du modèle 3D construit est de 407km d'Est en Ouest et de 326km du Nord au Sud. Au total, le modèle 3D comporte 727326 mailles dont 121221 pour le Bajocien et le Callovo-Oxfordien et 484884 dans le Bathonien.

Chacune des formations a été subdivisée en plusieurs couches pour la simulation d'écoulement, mais les propriétés des formations sont supposées homogènes verticalement, car pour le modèle source, la variabilité verticale au sein d'une même formation n'a pas été représentée. Dans un premier temps, le modèle 3D est donc défini comme un modèle à variabilité régio-

TABLE 7.1 – Propriétés statistiques des champs de perméabilité [m<sup>2</sup>] du modèle 3D (zone d'intérêt) calculées sur un maillage régulier

	Callovo-Oxfordien	Bathonien	Bajocien
Minimum	3.24 10 <sup>-17</sup>	3.37 10 <sup>-15</sup>	1.75 10 <sup>-17</sup>
Quantile 25%	8.95 10 <sup>-17</sup>	1.15 10 <sup>-13</sup>	1.16 10 <sup>-13</sup>
Médiane	1.54 10 <sup>-16</sup>	3.01 10 <sup>-13</sup>	2.71 10 <sup>-13</sup>
Quantile 75%	2.24 10 <sup>-16</sup>	2.93 10 <sup>-12</sup>	3.66 10 <sup>-13</sup>
Maximum	4.02 10 <sup>-16</sup>	4.9 10 <sup>-11</sup>	6.79 10 <sup>-13</sup>
Moyenne	1.63 10 <sup>-16</sup>	2.66 10 <sup>-12</sup>	2.46 10 <sup>-13</sup>
Ecart-type	8.37 10 <sup>-17</sup>	4.75 10 <sup>-12</sup>	1.61 10 <sup>-13</sup>
Variance	7 10 <sup>-33</sup>	2.25 10 <sup>-23</sup>	2.58 10 <sup>-26</sup>

TABLE 7.2 – Propriétés statistiques des champs de perméabilités [m<sup>2</sup>] dans les zones d'injection

	Zone d'injection Nord	Zone d'injection Sud
Minimum	1.06 10 <sup>-11</sup>	7.96 10 <sup>-12</sup>
Quantile 25%	1.09 10 <sup>-11</sup>	1.23 10 <sup>-11</sup>
Médiane	1.13 10 <sup>-11</sup>	1.42 10 <sup>-11</sup>
Quantile 75%	1.2 10 <sup>-11</sup>	1.51 10 <sup>-11</sup>
Maximum	1.29 10 <sup>-11</sup>	2.5 10 <sup>-11</sup>
Moyenne	1.15 10 <sup>-11</sup>	1.43 10 <sup>-11</sup>
Ecart-type	6.17 10 <sup>-13</sup>	3.02 10 <sup>-12</sup>
Variance	3.8 10 <sup>-25</sup>	9.15 10 <sup>-24</sup>

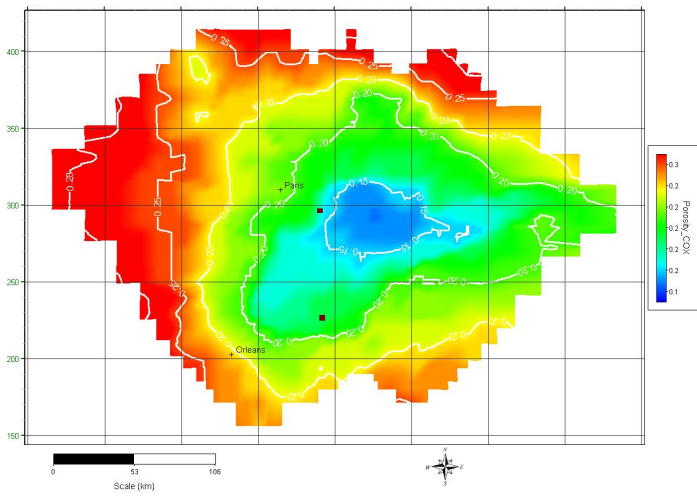
nale car les perméabilités ne varient pas localement mais à l'échelle régionale (i.e. à l'échelle kilométrique, avec à une portée de perméabilité d'environ 60km, figure 7.5).

Les valeurs de perméabilité du Bathonien du modèle 3D sur l'ensemble de la zone d'intérêt sont comprises entre 4.9 10<sup>-11</sup>m<sup>2</sup> et 2.08 10<sup>-15</sup>m<sup>2</sup> (49D et 2.08mD). Les perméabilités obtenues pour les trois formations sont décrites au tableau 7.1. Elles ont été calculées sur un maillage régulier (2.5x2.5km) pour obtenir des valeurs statistiques cohérentes.

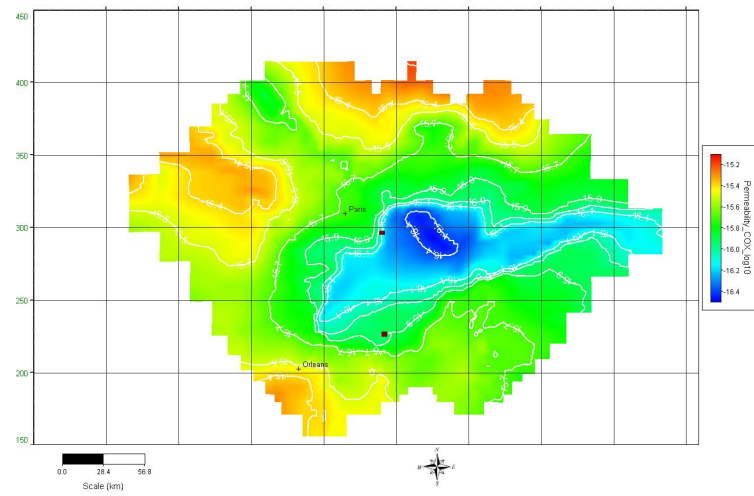
Dans les zones d'injection (surfaces de 97.38km<sup>2</sup> et 94.5km<sup>2</sup>, respectivement), finement discrétisées, les données conduisent à un champs de perméabilités du Bathonien relativement uniforme. Les valeurs de perméabilité sont autour de 10 Darcy (10<sup>-11</sup>m<sup>2</sup>) d'après les données et sur le modèle construit (tableau 7.2). Ces valeurs, appliquées à un large volume, i.e. sur toute l'épaisseur et pour ces surfaces, paraissent peu raisonnables pour la discrétisation choisie, pour l'injection de CO<sub>2</sub> et par rapport aux hétérogénéités rencontrées dans le Bathonien (cf. paragraphe suivant).



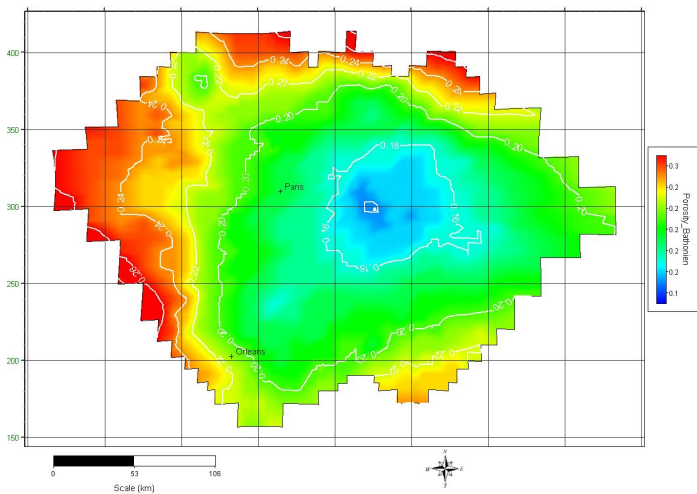
## CHAPITRE 7. MODÈLE 3D RÉGIONAL POUR LA SIMULATION D'INJECTIONS DE CO<sub>2</sub>



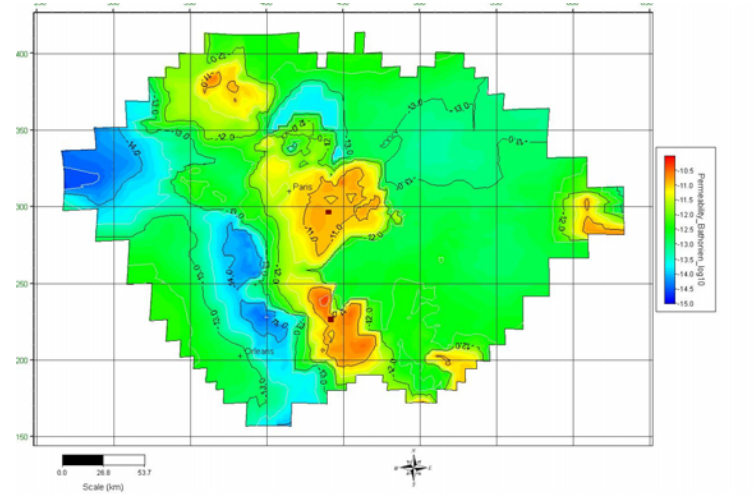
(a) Porosité du Callovo-Oxfordien



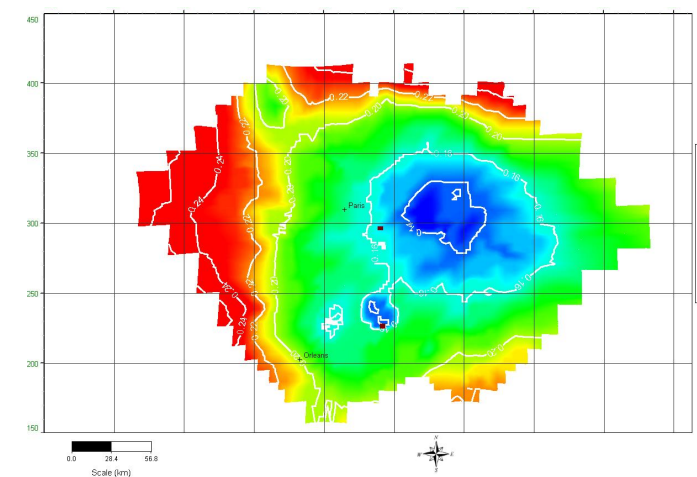
(b) Perméabilité du Callovo-Oxfordien



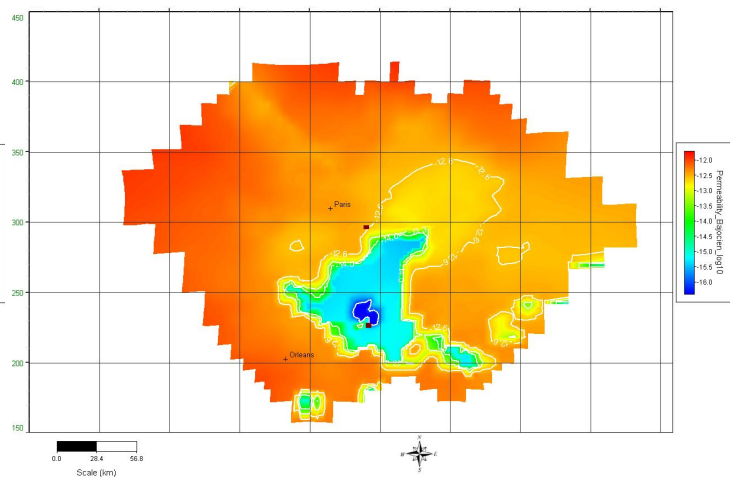
(c) Porosité du Bathonien



(d) Perméabilité du Bathonien



(e) Porosité du Bajocien



(f) Perméabilité du Bajocien

FIGURE 7.5 – Contours et surfaces des champs de perméabilité (échelle log, [m<sup>2</sup>]) et de porosité du modèle régional 3D. Les deux rectangles bruns foncés représentent les zones d'injections.

### 7.1.1 Critique du champ de perméabilité du modèle

Le modèle hydrogéologique de Goncalves [1] a été capable de reproduire les écoulements passés et leurs implications diagénétiques à l'échelle des temps géologiques.

Néanmoins, pour reproduire les charges hydrauliques dans l'Albien à l'état actuel, Contoux et al. [3] ont redéfini les paramètres hydrodynamiques dans l'Albien et le Néocomien pour préciser les différences d'unités litho-stratigraphiques au sein de ces formations. Les transmissivités (verticales et horizontales) des aquitards sus-et sous-jacents ont été diminuées ainsi que les coefficients d'emménagement. De même, dans le cadre de l'injection de CO<sub>2</sub> et pour des phénomènes nécessitant une description plus fine, la résolution de la perméabilité du modèle n'est potentiellement pas adéquate.

Globalement, les valeurs de porosité et de perméabilité du modèle sont surestimées par rapport aux mesures : différence de 10% et plus pour la porosité dans le Bathonien, différences de deux ordres de grandeurs pour la perméabilité dans le Bathonien par rapport aux mesures (Makhloufi [9], Delmas et al. [8]) ou aux modèles de simulation d'injection de CO<sub>2</sub>, représentant le Dogger (cf. paragraphe 2.3) et pour la perméabilité du Callovo-Oxfordien. Ces surestimations peuvent s'expliquer :

- par un effet d'échelle (échelle du bassin vs. mesures locales)
- sachant que la perméabilité est déterminée en fonction de la porosité et du faciès, la surestimation de la porosité peut favoriser celle de la perméabilité
- l'utilisation des valeurs d'essais de puits géothermiques (en moyenne  $2.2 \cdot 10^{-12} \text{m}^2$  ; écart-type :  $1.4 \cdot 10^{-12} \text{m}^2$ , [10]) pour contraindre le modèle peut conduire à une surestimation de la perméabilité de la formation complète du Bathonien. En effet, les valeurs ont été moyennées sur toute la hauteur du test et ne tiennent pas compte des hétérogénéités verticales alors que sur un même puits, les valeurs peuvent varier de plus d'un ordre de grandeur.
- les perméabilités utilisées pour contraindre le modèle sont restreintes spatialement et les krigeages utilisés pour la validation des données et pour la répartition des faciès (qui conditionne les valeurs de porosité et de perméabilité) induisent un lissage de valeurs.
- les processus de diagénèse tardive et de compaction post-enfouissement (e.g. les processus de pression-solution) n'ont pas pu être pris en compte lors du calcul de la porosité du modèle alors qu'ils pourraient modifier significativement celle-ci.

Les surestimations restant inférieures à l'incertitude sur les données et sur leur répartition, l'approximation a pu être utilisée pour la modélisation du bassin parisien de Goncalves [1]. En revanche, l'approximation des perméabilités serait trop imprécise pour la résolution nécessaire à notre étude. Les perméabilités seront donc modifiées pour mieux représenter la variabilité spatiale selon la procédure décrite ci-après.

### 7.1.2 Révision des valeurs de perméabilités et critique de la géométrie du modèle

Dans une première approche, seule la variabilité régionale de la perméabilité est modélisée. En revanche, les valeurs des perméabilités sont divisées par 100 dans le Bajocien et le Bathonien<sup>1</sup>. Pour le Callovo-Oxfordien, les perméabilités horizontales sont diminuées d'un facteur

1. L'essai supplémentaire de simulation d'injection sur le modèle avec le champ de perméabilité du modèle "source", sans modifications, a conduit à des résultats irréalistes où l'injection de millions de tonnes de CO<sub>2</sub> n'induit qu'une très faible perturbation de pression aux puits (quelques dizaine de milliers de Pa) et conduit également à des temps de calculs longs car cela induit de faibles variations de pression dans de nombreuses mailles (propagation étendue d'une faible perturbation)

dix tandis que les perméabilités verticales sont divisées par 100 (dans le modèle d'origine, les valeurs sont isotropes mais pour la plupart des mesures et modèles, une anisotropie est soit relevée, soit modélisée, cf. annexe C.3).

Dans une seconde approche, la variabilité spatiale est représentée plus finement latéralement et verticalement pour le Bathonien avec des longueurs de corrélations de l'ordre du kilomètre et de la dizaine de mètres respectivement. Les valeurs de perméabilité régionale du modèle source sont utilisées pour contraindre les simulations stochastiques. De multiples réalisations sont obtenues, représentant potentiellement des champs de perméabilités plus réalistes du Bathonien.

Le modèle 3D ne représente pas de perméabilité différentielle spécifique aux zones faillées.

Si le modèle a été raffiné au niveau des puits pour mieux reproduire les effets liés aux processus d'écoulements diphasiques, l'approximation (maillage de 70m) reste trop grossière pour capturer précisément les phénomènes liés à la dissolution du CO<sub>2</sub> (taux de dissolution, cellules de convections, etc).

## 7.2 Calcul de capacité statique

A partir du modèle 3D de perméabilité régionale corrigée, des valeurs de capacité statique sont calculées pour le stockage de CO<sub>2</sub> dans le Bathonien.

Ce calcul fait intervenir l'épaisseur, la porosité, la perméabilité et la profondeur. Une valeur de capacité est calculée par maille, pour éviter le biais qui serait associé à des valeurs différentes de surfaces des mailles (représentation de la capacité par km<sup>2</sup>). Le calcul est effectué sur le maillage régulier de 2.5x2.5km (soit 6.25km<sup>2</sup> pour chaque maille).

La formule générale pour calculer la capacité statique d'un site contient un coefficient de capacité ( $E$ , équation 7.1 de Deng et al. [11]). Ce coefficient doit intégrer l'efficacité du balayage du réservoir par le CO<sub>2</sub>, les effets gravitaires, etc. L'une des possibilités pour calculer ce coefficient est d'utiliser les valeurs standards proposées par le DOE [12]. Néanmoins, ces valeurs standards fournissent une évaluation imprécise puisqu'elles ne se réfèrent pas aux conditions spécifiques de site particulier.

$$M_{CO_2} = A * h * \rho(P, T) * \phi * E$$

$M_{CO_2}$  : masse de CO<sub>2</sub> pouvant être stockée

$A$  : surface disponible

$\rho(P, T)$  : masse volumique du CO<sub>2</sub> fonction de la pression et de la température (7.1)

$h$  : épaisseur de la formation

$\phi$  : porosité

$E$  : coefficient de capacité compris entre 0 et 1

La méthode de calcul du facteur de capacité proposée par Okwen et al. [13] permet de calculer un facteur de capacité spécifique aux conditions de perméabilité, aux rapports de viscosités et de masses volumiques des fluides et au taux d'injection. Elle prend donc en compte la compétition entre les forces de viscosités et les forces de gravité qui déterminent en partie le balayage du volume disponible par le CO<sub>2</sub>.

Deux types de calculs sont effectués en fonction de la dominance de ces forces (équations 7.2 et 7.3). L'importance de la migration du CO<sub>2</sub> due aux forces gravitaires par rapport à celles

de la viscosité est quantifiée par le facteur  $\Gamma$  introduit par Nordbotten et al. [14] (équation 7.3). Si  $\Gamma$  est suffisamment faible (compris entre 0 et 0.5) alors les auteurs considèrent que les forces gravitaires sont négligeables, le déplacement du panache est essentiellement dépendant du rapport de mobilité entre les deux fluides. A l'inverse, si  $\Gamma$  est suffisamment grand (compris entre 0.5 et 50, limite de validité) alors les forces gravitaires ne peuvent plus être négligées, la migration du CO<sub>2</sub> dépend à la fois du rapport de mobilité, du taux d'injection et de la perméabilité intrinsèque du réservoir.

$$E = \frac{1 - S_r}{\lambda} \quad \lambda : \text{rapport de mobilité des fluides} \quad (7.2)$$

*S<sub>r</sub>* : saturation résiduelle en eau  
i.e. volume indisponible dû à l'immobilité de l'eau

$$\lambda = \lambda_{CO_2} / \lambda_{saumure} \quad \text{avec :}$$

$$\lambda_i = kr_i / \mu_i$$

*kr*, perméabilité relative,  $\mu$ , viscosité

*Facteur de capacité - Forces de viscosités dominantes*

$$E = \frac{2(1 - S_r)}{(0.0324\lambda - 0.0952)\Gamma + (0.1778\lambda + 5.9682)\Gamma^{1/2} + 1.6962\lambda - 3.0472}$$

$$\Gamma = \frac{2\pi\Delta\rho g K \lambda_{saumure} B^2}{Q_{puits}} \quad \text{avec :} \quad \begin{array}{l} \Delta\rho : \text{Différence de masse volumique entre les fluides} \\ K : \text{perméabilité intrinsèque} \\ B : \text{épaisseur du réservoir} \end{array} \quad (7.3)$$

*Facteur de capacité - Compétition entre forces de gravité et viscosité*

La capacité du Bathonien est d'abord calculée en négligeant les forces de gravité et ensuite en prenant en compte les deux forces (figures 7.6). Le calcul de capacité pour chaque maille du domaine tient compte des variations des propriétés localement. La capacité est supposée nulle si le toit de la formation est à une profondeur inférieure à 850m, car le CO<sub>2</sub> pourrait ne pas être à l'état supercritique. La surface considérée pour le calcul de la capacité est donc d'environ 85 000km<sup>2</sup>. Les variations de densité et de viscosité des fluides en fonction de la profondeur sont prises en compte en fonction des conditions initiales de pression dans la formation du Bathonien. Le taux d'injection est fixé à 22.56kg/s (taux d'injection des modèles numériques).

Selon la méthode proposée par Okwen et al. [15], la capacité totale du Bathonien est évaluée à 61.24GT dans le cas où les effets gravitaires sont négligés et 55.74GT dans le cas où la compétition entre les deux forces est prise en compte. Le deuxième cas donne une capacité totale inférieure, car le CO<sub>2</sub> se déplacera essentiellement au toit du réservoir lorsque les perméabilités sont suffisamment élevées et ne balayera plus la totalité de l'épaisseur du réservoir.

Néanmoins, l'estimation reste grossière, et est probablement excessive. En effet, cette estimation est effectuée sur une surface relativement large et homogène (maille de 2.5km×2.5km, sans variabilité verticale pour ce modèle) comparée aux processus à plus petite échelle influençant le déplacement du panache du CO<sub>2</sub> ; par ailleurs, les variations de densité et de viscosité du CO<sub>2</sub> avec la pression au cours de l'injection ne sont pas prises en compte. De plus, cette estimation de capacité statique ne prend pas en compte les limites d'injectivités, les interférences entre les multiples puits nécessaires pour injecter ces quantités de CO<sub>2</sub> et suppose que

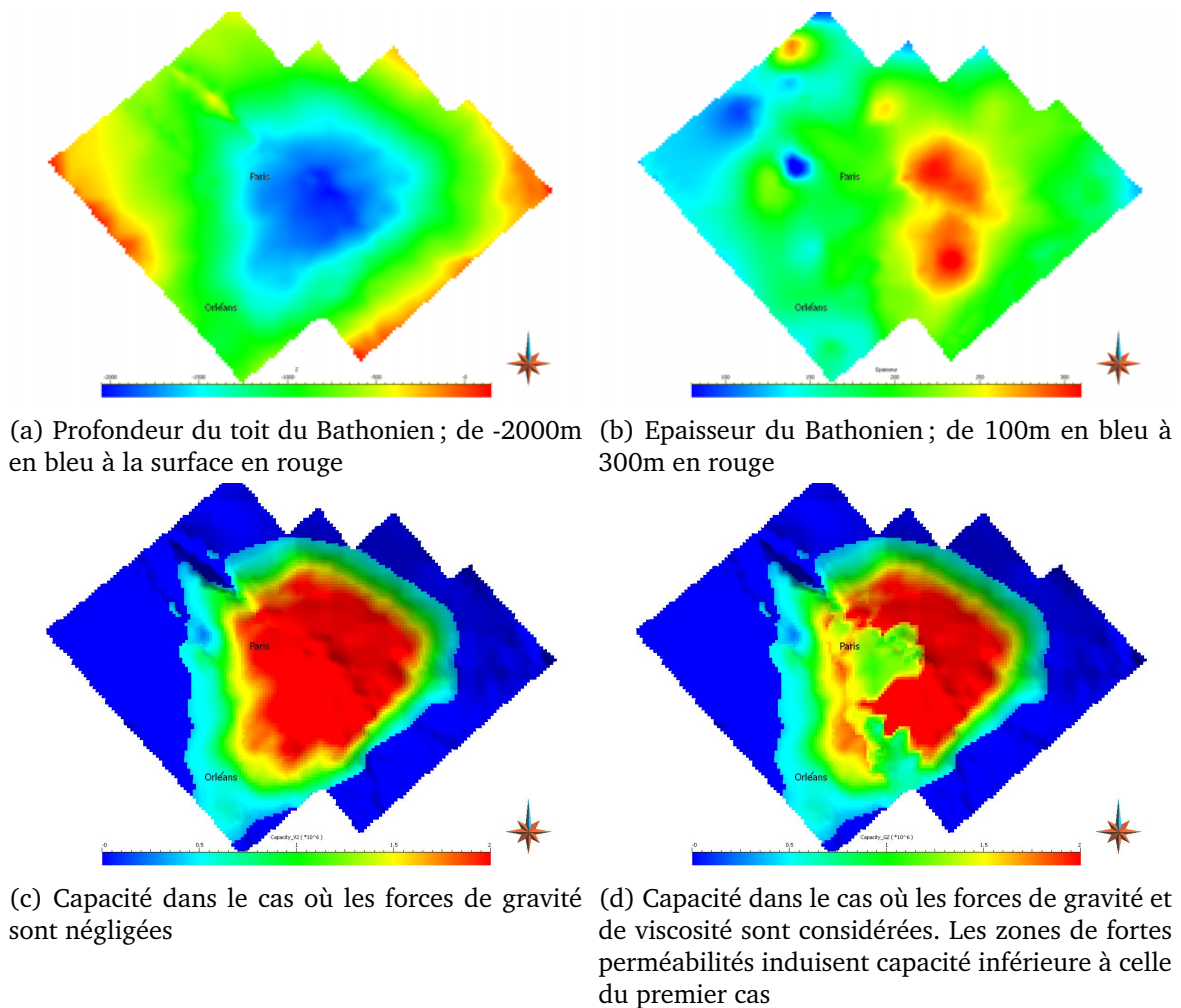


FIGURE 7.6 – Cartes de capacités statiques pour le Bathonien [de 0 en bleu à  $2.10^6$  Tonne/km<sup>2</sup> en rouge]

tout le volume disponible calculé par la méthode précédente sera envahi par le CO<sub>2</sub>. Comme pour Eccles et al. [16], Allinson et al. [17], le calcul de capacité statique basé sur une évaluation volumique surestime probablement la capacité réelle qui sera contrainte par l'évolution dynamique du système.

### 7.3 Reconstruction du modèle : variabilité spatiale et changement d'échelle

Les précédents modèles décrivent uniquement une variabilité régionale de la perméabilité. Pour représenter de manière plus réaliste les fortes hétérogénéités du Bathonien qui jouent potentiellement un rôle majeur dans la réponse du système, la variabilité spatiale du Bathonien est modélisée à l'échelle de dizaines de mètres à pluri-kilométriques à la fois verticalement et latéralement.

En s'appuyant sur les résultats du chapitre 4, seule la variabilité spatiale de la perméabilité

est modifiée. La variabilité de la porosité, ayant une influence relativement négligeable, ne sera pas altérée.

### 7.3.1 Simulation de la variabilité spatiale de perméabilité

La modélisation de la variabilité spatiale est restreinte au Bathonien sur une surface réduite du modèle 3D (extension latérale de la zone réduite de 137km en Est-Ouest et de 176km en Nord-Sud, figure 7.7). Les variations régionales de la perméabilité dans les formations sus- et sous-jacentes sont conservées.

La zone réduite comprend les maillages les plus fins (jusqu'à environ 8km latéralement) et devrait être la zone la plus perturbée par l'injection. Négliger les cellules des bords, les plus larges du modèle, pour la simulation stochastique se justifie car ces cellules de bordures seront très faiblement perturbées par l'injection, elles permettent essentiellement d'éviter que les perturbations de pression dans la zone plus centrale soit contraintes par les conditions aux limites. Par ailleurs, ces cellules de bordures sont suffisamment grandes pour que, après changement d'échelle, leur perméabilité soit équivalente à la moyenne géométrique de cellules fines (définie plus loin et vérifiée par calcul). Par conséquent, pour ces cellules de bordures, la perméabilité calculée coïncide avec la moyenne géométrique de la loi de distribution log-normale du champ de perméabilité, contrainte par la perméabilité locale du modèle "source".

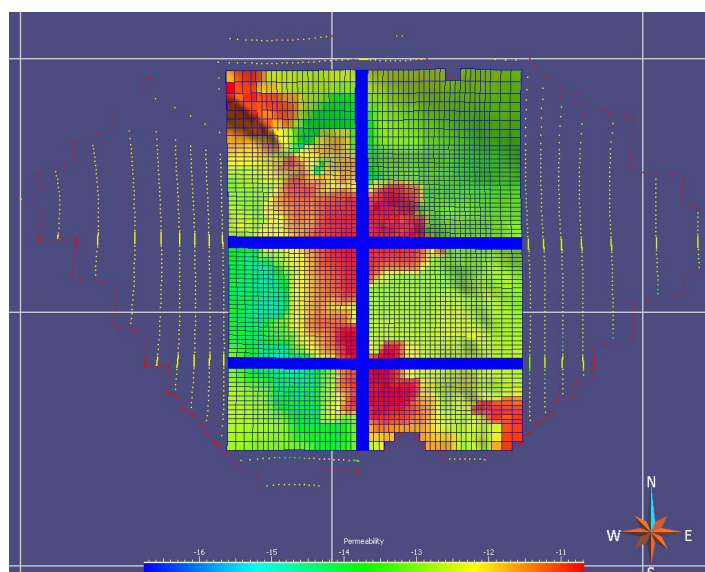


FIGURE 7.7 – Définition de la zone réduite du modèle 3D pour les simulations géostatistiques du champ de perméabilité - Perméabilités du modèle source (légende de  $10^{-16}$  en bleu à  $10^{-11}$  m<sup>2</sup> en rouge).

100 réalisations sont simulées en appliquant une anisotropie de longueur de corrélation : 1500m latéralement et 50m verticalement soit le même rapport que celui utilisé pour les modèles 2D. La longueur de corrélation de 1.5km a été retenue sachant que les paires de puits géothermiques distants d'environ 1.5km-2km ne présentaient pas de corrélations nettes entre niveaux de conductivité [18, 10].

Les simulations sont ensuite transformées par anamorphose pour obtenir une distribution log-normale de perméabilité contrainte par les données du modèle source (équation 7.4).

$$\begin{aligned}
 K_{ijk} &= \exp(m + Y_{ijk}\sigma) \\
 K_{ijk} &\text{ perméabilité obtenue par transformation de la variable } Y_{ijk} \\
 \text{avec } K_{source} &= \exp m + q_\alpha\sigma \text{ et } q_\alpha : \text{ quantile d'ordre } \alpha \\
 &\text{Les perméabilités du modèle source correspondent à un quantile fixé} \\
 &\text{permettant de définir la moyenne localement pour chacune de ces valeurs} \\
 K_{ijk} &= K_{source_{ijk}} \exp(\sigma(Y_{ijk} - q_\alpha))
 \end{aligned} \tag{7.4}$$

L'écart-type de la distribution log-normale est fixé à 1.5 comme pour les modèles 2D. Puisque les valeurs de perméabilité du modèle source tendent à correspondre aux bornes supérieures des valeurs réelles de perméabilité, un quantile d'ordre élevé leur est associé. Ce quantile est fixé à 99.7%, ce qui permet d'obtenir, avec un écart-type de 1.5, des valeurs moyennes de plus d'un ordre de grandeur inférieures aux valeurs du modèle source. Ces valeurs sont donc plus cohérentes avec les données de bassin et restent en accord avec les données géothermiques qui ne représentent qu'une portion de l'épaisseur de la formation.

Pour les mailles en dehors de la zone réduite, la moyenne géométrique de la distribution log-normale est calculée pour définir leurs perméabilités (équation 7.5). Leurs valeurs seront donc identiques quelle que soit la réalisation simulée. Pour les valeurs fixées de  $\sigma$  et  $q_\alpha$ , cela revient à appliquer un facteur de  $1.62 \cdot 10^{-2}$  à  $K_{source_{ijk}}$ .

$$K_{bord_{ijk}} = m_G^{ijk} = K_{source_{ijk}} \exp(-\sigma q_\alpha) \tag{7.5}$$

Les simulations géostatistiques des variables  $Y_{ijk}$  sur la zone réduite sont effectuées sur un modèle fin de maillage régulier (2734\*3514\*55 mailles de 62\*62\*5.85m) correspondant à la taille minimale du maillage précédemment défini. Un changement d'échelle est donc nécessaire pour transformer les champs de perméabilités initiaux de ces modèles à centaines de millions de mailles au maillage utilisé pour la simulation d'écoulement, décrit à la figure 7.4.

### 7.3.2 Renormalisation simplifiée

La renormalisation simplifiée ([19, 7], cf. annexe F, équation F.7, 269) a été utilisée pour attribuer une perméabilité équivalente sur le maillage final irrégulier. Cette méthode de changement d'échelle est appliquée aux 100 simulations de la zone réduite du modèle. Pour les modèles 3D, la comparaison de résultats de simulation d'écoulement entre modèle fin et up-scalé n'a pas pu être effectuée<sup>2</sup>. La méthode est supposée valide en s'appuyant sur les études effectuées par Renard et al. [22], [19, 7], De Lucia et al. [21], Karim and Krabbenhoft [20].

La complexité du changement d'échelle de ces modèles 3D provient de l'irrégularité du maillage final et de l'anisotropie des maillages résultant également en une anisotropie du champs de perméabilité final. Par conséquent :

- La valeur de la perméabilité équivalente du bloc est calculée dans chaque direction X, Y, Z (les valeurs des perméabilités initiales sont des scalaires, la perméabilité de bloc est assimilée à un tenseur diagonal).
- l'anisotropie géométrique du maillage initial est prise en compte (cf. annexe F)

2. environ 5.3 millions de cellules pour le modèle 3D initial, trop coûteux en temps de calcul pour le logiciel de simulation d'écoulement utilisé

- Le nombre de cellules à regrouper n'étant pas nécessairement un multiple de 2, différentes combinaisons de cellules doivent être utilisées pour calculer  $C_{min}$  et  $C_{max}$  (exemple en annexe F, figure F.4, page 277). Au cours des itérations, les tailles des cellules ne sont plus forcément identiques à cause de l'irrégularité du maillage. Par conséquent, les perméabilités des cellules regroupées sont pondérées par leur volume, recalculé à chaque itération.
- Les tailles irrégulières des mailles du modèle final ne sont pas, pour la plupart, des multiples de la taille du maillage initial. Par conséquent, les cellules du modèle initial sont incluses dans le calcul de la perméabilité équivalente d'un bloc uniquement si le centre de gravité de la cellule est compris dans celui-ci (e.g. De Lucia et al. [21]).

### 7.3.3 Comparaison statique des modèles à variabilité latérale et verticale et à variabilité régionale

Les perméabilités obtenues après changement d'échelle sont majoritairement inférieures à celles du modèle source (figures 7.8) et parfois de plusieurs ordres de grandeurs ce qui est cohérent avec la contrainte imposée sur la distribution des champs de perméabilité.

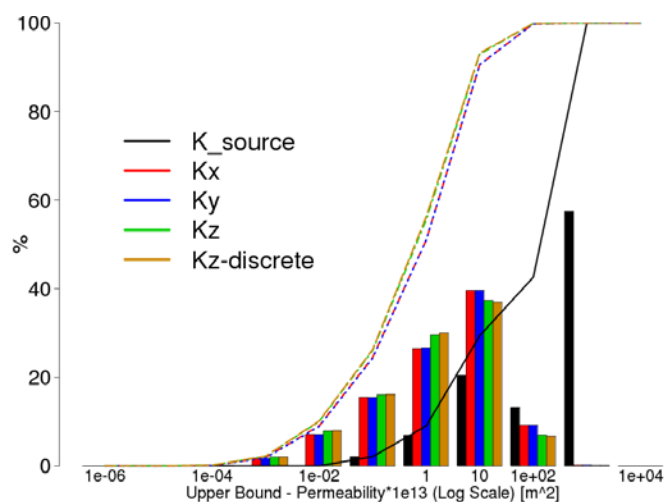


FIGURE 7.8 – Distribution des perméabilités des blocs après changement d'échelle (100 réalisations) et perméabilités du modèle source dans la zone réduite en %.

Globalement, les perméabilités dans les directions X et Y sont équivalentes (figures 7.8 et F.5). En X et Y, il n'y a pas, d'anisotropie de tailles des mailles initiales ni de longueurs de corrélations et les blocs sont aussi pour la plupart de tailles similaires dans ces deux directions. Etant donné la faible anisotropie obtenue, pour les simulations d'écoulements, celle-ci sera négligée entre la direction X et Y.

En revanche, l'anisotropie des perméabilités obtenues entre la direction X et Z est plus marquée (figures F.5 et 7.8) ce qui s'explique par les raisons inverses de la quasi-isotropie entre  $K_x$  et  $K_y$ . Dans les modèles de simulations d'écoulement, l'anisotropie des perméabilités horizontales vs. verticales seront donc prises en compte (i.e.  $K_z/K_x$  généralisé ici sous la forme de  $K_v/K_h$  puisque l'anisotropie latérale est négligée).



Puisque les valeurs d'anisotropie sont majoritairement comprises dans un intervalle restreint proche de 1, les valeurs d'anisotropie ont été discrétisées pour être simplement représentées de manière analogue aux modèles par classes du chapitre 4. En effet, les variations d'anisotropies sont ici relativement faibles comparées à celles généralement rencontrées dans la littérature (cf. chapitre 1) et la résolution fine de ces variations est supposée négligeable pour capturer l'influence de l'anisotropie sur l'écoulement. Les rapports d'anisotropie sont donc divisés en dix-sept classes<sup>3</sup> (figure F.6, annexe F). La valeur médiane de la classe correspondante est attribuée à chaque bloc.

Comparant les propriétés statistiques des champs stochastiques de perméabilité des modèles 3D (Bathonien) avec le modèle source (figure 7.9), la distribution régionale provenant du modèle source est bien retrouvée pour les modèles stochastiques.

Le maximum du champ de perméabilité des réalisations est proche de celui du modèle source mais une variabilité spatiale de plus fine résolution ressort induite par les longueurs de corrélations du modèle géostatistique et par le fait que les perméabilités du modèle source ne représentent qu'un quantile élevé de la distribution locale de la perméabilité.

Le champ de perméabilité moyen est effectivement un à deux ordres de grandeurs inférieur à celui du modèle source, imposé par le quantile et l'écart-type de la distribution de la perméabilité. Le champ de perméabilité minimum montre localement de faibles valeurs, représentant potentiellement des barrières à l'écoulement, ce qui est cohérent avec les fortes hétérogénéités et avec les mesures de perméabilités du Dogger.

L'anisotropie induite par le changement d'échelle (figure 7.9b) est en moyenne légèrement inférieure à 1 et est sensible à la taille et à la forme des mailles et par conséquent à l'épaisseur du Bathonien (cf. figure 7.6b, page 170).

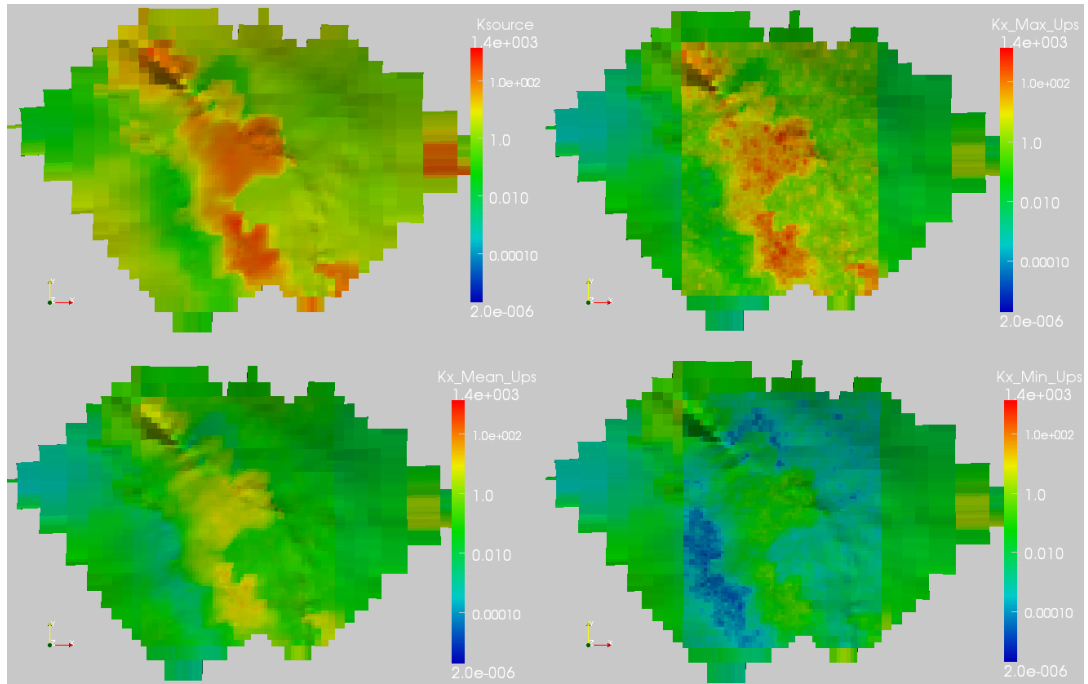
Comparant le modèle source à deux réalisations du champs de perméabilité du Bathonien (figures 7.11 et 7.12), on observe :

- Sur chacune des réalisations, la variabilité régionale due à la contrainte par le modèle source et celle plus locale liée aux longueurs de corrélations imposées
- En fonction de la réalisation, des valeurs bien plus faibles dans les zones d'injection peuvent être rencontrées (e.g. figure 7.10c) ; des barrières de perméabilités peuvent être observées entre les zones d'injections comme par exemple au toit de la formation (figure 7.12a)
- La variabilité spatiale peut varier fortement suivant les réalisations, avec par exemple des zones de fortes perméabilités qui tendent à être plutôt connectées en est-ouest pour la réalisation 63 et plutôt nord-sud pour la réalisation 3 (figures 7.11b et 7.12b).

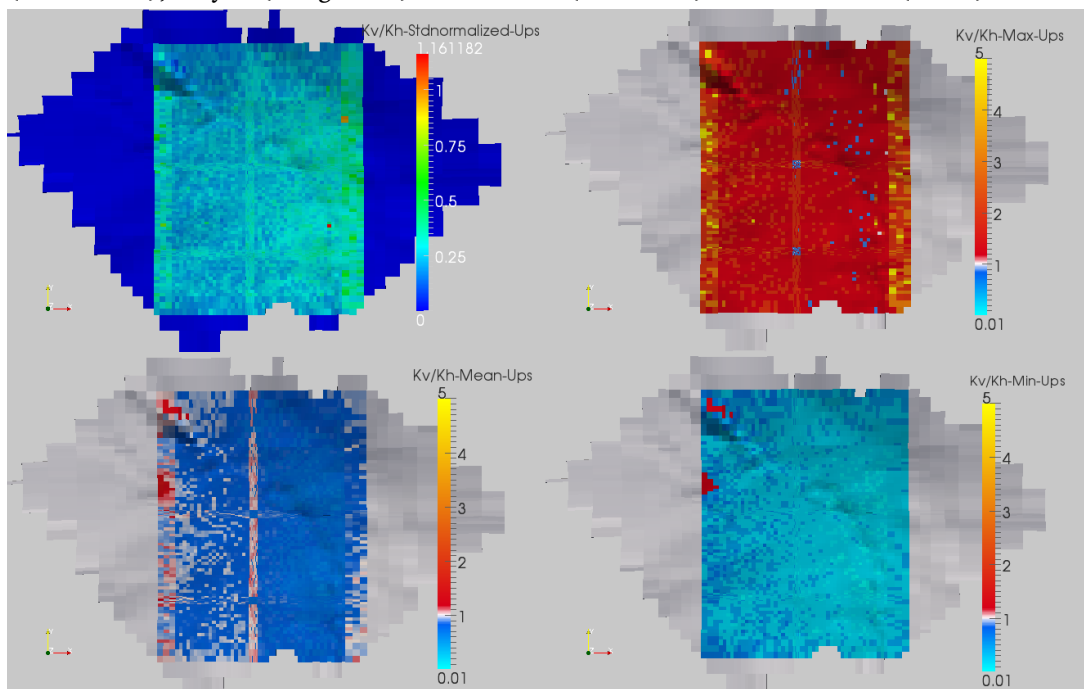
Le choix statique de ces seuils ne permet pas de déterminer a priori la zone de propagation et l'amplitude de la perturbation de pression mais les résultats de simulation sur ces réalisations devraient dépendre (a priori) de la variabilité et de la connectivité ou des barrières de perméabilité modélisées.

---

3. Une dix-huitième classe est définie pour laquelle le rapport  $K_v/K_h$  est égal à 1. Cela s'applique en particulier pour les blocs en dehors de la zone réduite

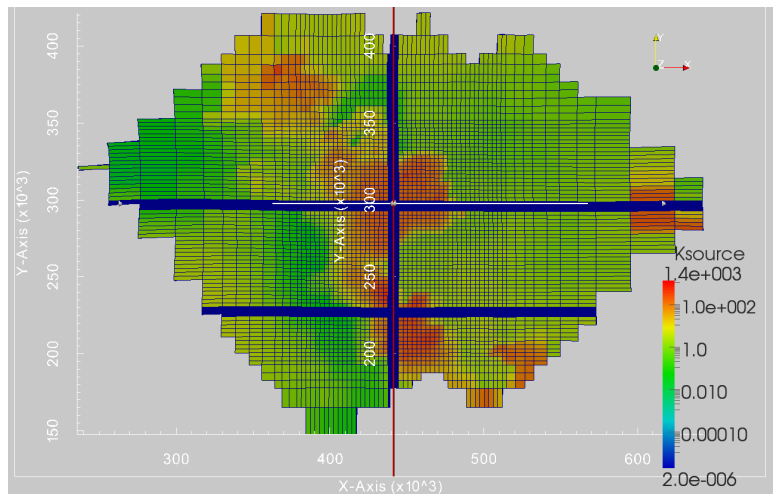


(a) Vue de dessus du champ de perméabilité du modèle source (haut-gauche), maximum (haut-droite), moyen (bas-gauche) et minimum (bas-droite) des réalisations ( $Z \times 20$ )

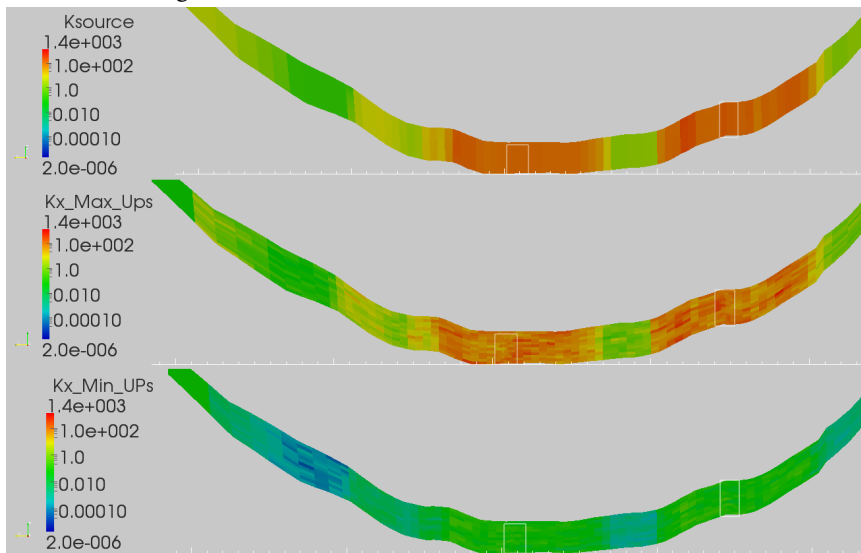


(b) Vue de dessus de l'anisotropie ( $K_v/K_h$ ) des champs de perméabilité des réalisations ( $Z \times 20$ )

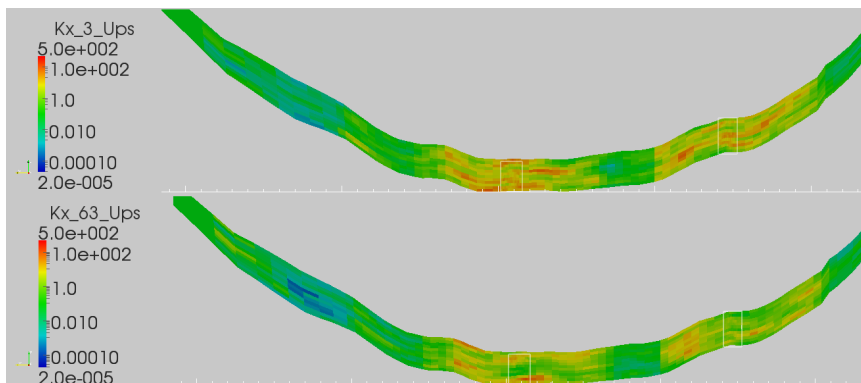
FIGURE 7.9 – Propriétés statistiques des champs de perméabilité (échelle log) des 100 réalisations du Bathonien après changement d'échelle et modèle source ( $K/10^{-13}m^2$ )



(a) Vue de dessus du Bathonien (modèle source) - Tracé de la coupe N-S en rouge

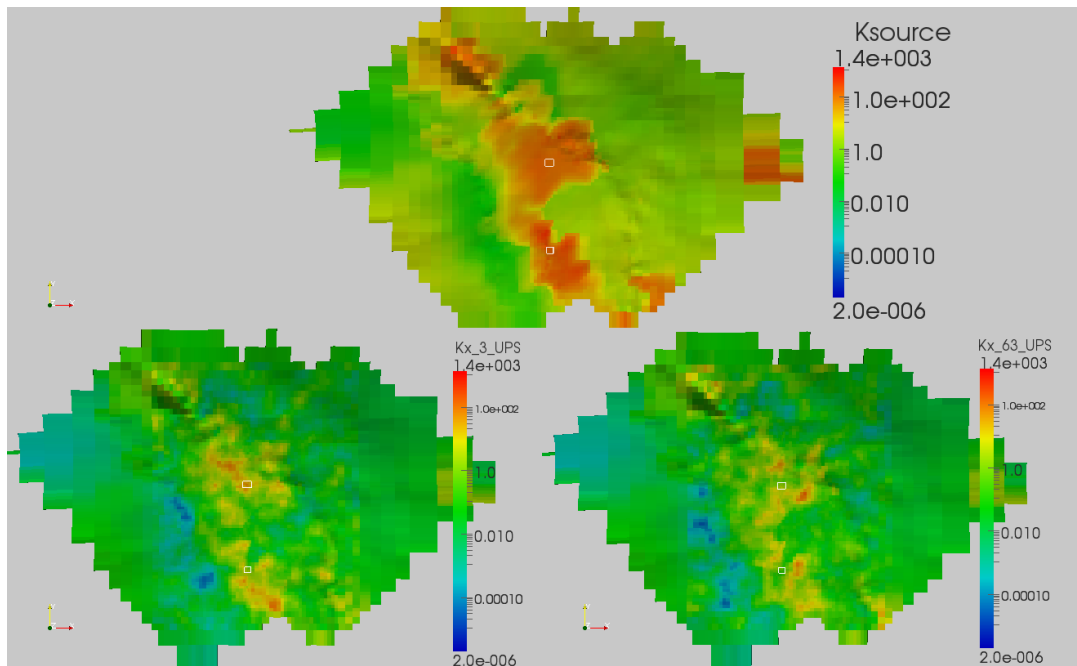


(b) Coupe N-S du Bathonien. De haut en bas, modèle source, maximum et minimum ( $Z \times 50$ )

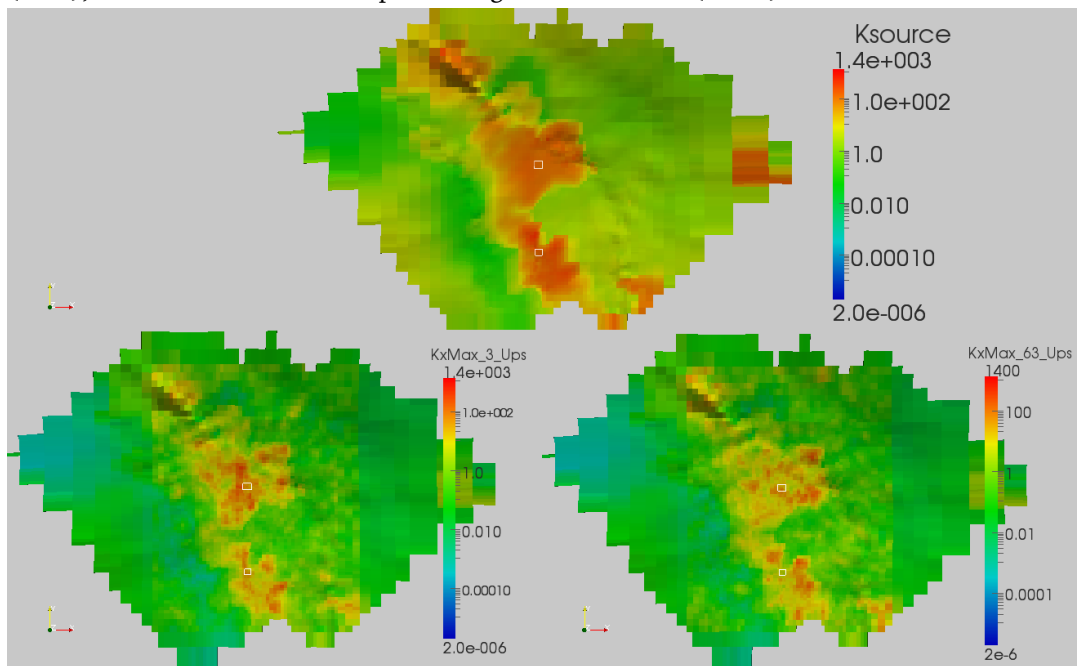


(c) Coupe N-S du Bathonien (perméabilité, Log scale). De haut en bas, réalisation n°3 et réalisation n°63 ( $Z \times 50$ )

FIGURE 7.10 – Vue en coupe des propriétés statistiques des champs de perméabilité (échelle log) du Bathonien, des 100 réalisations et de deux réalisations, après changement d'échelle et du modèle source ( $K/10^{-13}m^2$ )

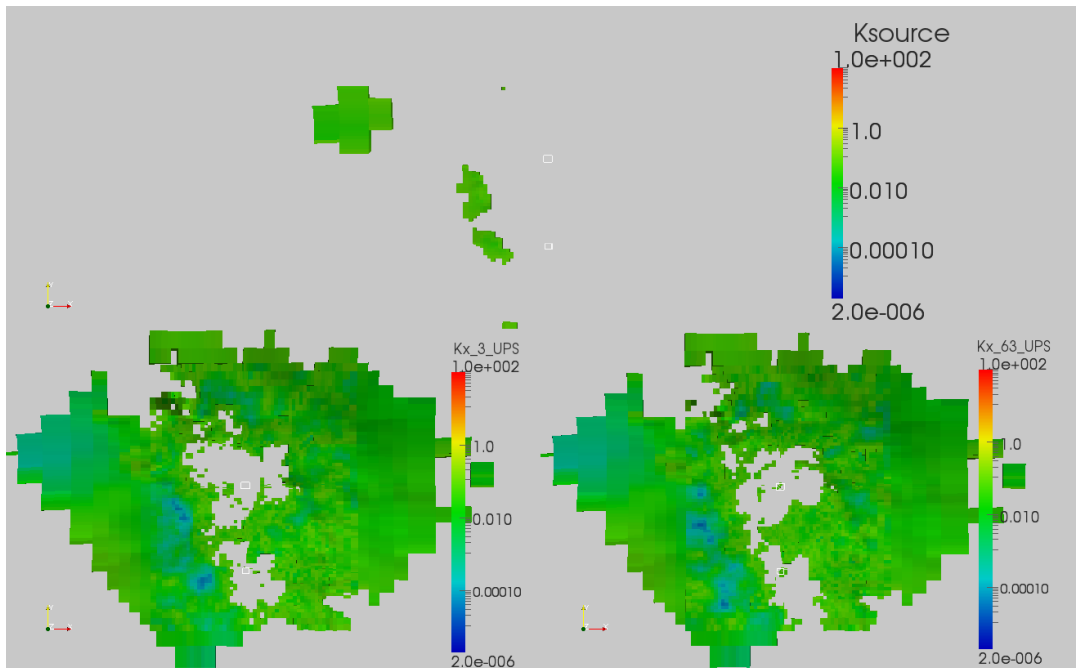


(a) Vue de dessus du champ de perméabilité (Bathonien, échelle log) du modèle source (haut), et de deux réalisations après changement d'échelle ( $Z \times 20$ )

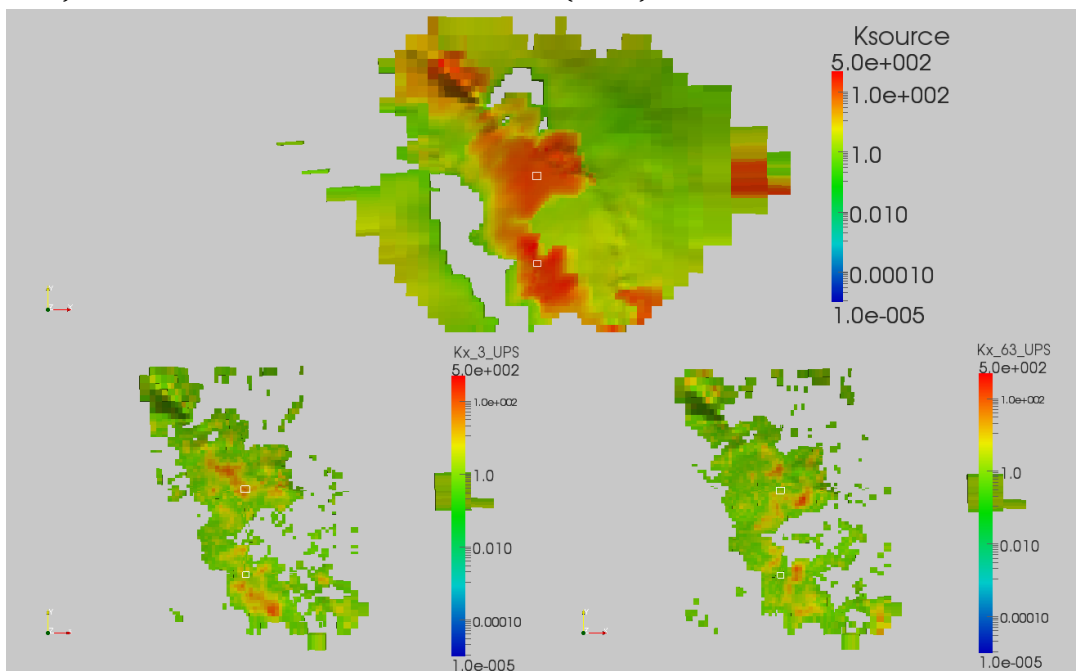


(b) Vue de dessus du champ de perméabilité (Bathonien, échelle log) du modèle source (haut), et du maximum calculé pour chaque colonne de mailles de deux réalisations après changement d'échelle ( $Z \times 20$ )

FIGURE 7.11 – Exemple de champs de perméabilité de deux réalisations et du modèle source ( $K/10^{-13}m^2$ ). Les rectangles blancs représentent les sites d'injection.



(a) Vue de dessus du champ de perméabilité (Bathonien, échelle log) seuillé à 10mD (inférieur) du modèle source et de deux réalisations ( $Z \times 20$ )



(b) Vue de dessus du champs de perméabilité (Bathonien, échelle log) seuillé à 50mD (supérieur) du modèle source et de deux réalisations ( $Z \times 20$ )

FIGURE 7.12 – Champs de perméabilité seuillés de deux réalisations et du modèle source ( $K/10^{-13}m^2$ ). Les rectangles blancs représentent les sites d'injection.

## Références Bibliographiques du Chapitre 7

- [1] J. Goncalves. *Modelisation 3D de l'évolution géologique du bassin de Paris : Implications Diagenétiques et Hydrogéologiques*. PhD thesis, Université Paris VI - Pierre et Marie Curie, 2002.
- [2] A. Jost, S. Violette, J. Gonçalves, E. Ledoux, Y. Guyomard, F. Guillocheau, M. Kageyama, G. Ramstein, and J.P. Suc. Long-term hydrodynamic response induced by past climatic and geomorphologic forcing : The case of the paris basin, france. *Physics and Chemistry of the Earth*, 32(1-7) :368–378, 2007.
- [3] C. Contoux, S. Violette, R. Vivona, P. Goblet, and D. Patriarche. How basin model results enable the study of multi-layer aquifer response to pumping : the paris basin, france. *Hydrogeology Journal*, pages 1–13, 2013.
- [4] F. Guillocheau, C. Robin, P. Allemand, S. Bourquin, N. Brault, G. Dromart, R. Friedenberg, J.-P. Garcia, J.-M. Gaulier, F. Gaumet, B. Grosdoy, F. Hanot, P. Le Strat, M. Mettraux, T. Nalpas, Prijac C., C. Rigollet, O. Serrano, and G. Grandjean. Meso-Cenozoic geodynamic evolution of the Paris Basin : 3D stratigraphic constraints. *Geodinamica Acta*, 13 : 189–245, 2000.
- [5] J. Gonçalves, S. Violette, F. Guillocheau, C. Robin, M. Pagel, D. Bruel, G. de Marsily, and E. Ledoux. Contribution of a three-dimensional regional scale basin model to the study of the past fluid flow evolution and the present hydrology of the Paris basin, France. *Basin Research*, 16(4) :569–586, December 2004. ISSN 0950091X. doi : 10.1111/j.1365-2117.2004.00243.x.
- [6] J. Gonçalves, S. Violette, C. Robin, D. Bruel, F. Guillocheau, and E. Ledoux. Combining a compaction model with a facies model to reproduce permeability fields at the regional scale. *Physics and Chemistry of the Earth, Parts A/B/C*, 29(1) :17–24, 2004. ISSN 14747065. doi : 10.1016/j.pce.2003.11.009.
- [7] P. Renard, G. Le Loc'h, E. Ledoux, G. Marsily, and R. Mackay. A fast algorithm for the estimation of the equivalent hydraulic conductivity of heterogeneous media. *Water Resources Research*, 36(12) :3567–3580, 2000.
- [8] J. Delmas, E. Brosse, and P. Houel. Petrophysical Properties of the Middle Jurassic Carbonates in the PICOREF Sector (South Champagne, Paris Basin, France). *Oil Gas Sci. Technol. - Rev. IFP*, 65(3) :405–434, 2010. doi : 10.2516/ogst/2010002.
- [9] Y. Makhloufi. Heterogeneites petrophysiques, diagenetiques et sedimentologiques de la formation de l'Oolithe Blanche, aquifere salin profond du bassin de Paris (Jurassique Moyen, Bathonien). Master's thesis, UPMC, Université Pierre et Marie Curie, Paris, 2010.
- [10] J. Rojas, D. Giot, Y. Le Nindre, A. Criaud, and M. Lambert. Caractérisation et modélisation du réservoir géothermique du Dogger Bassin Parisien , France rapport final. Technical report, Report BRGM/RR-30169-FR, BRGM, Orléans, France, 1989.
- [11] H. Deng, P. Stauffer, Z. Dai, Z. Jiao, and R. Surdam. Simulation of industrial-scale CO<sub>2</sub> storage : Multi-scale heterogeneity and its impacts on storage capacity, injectivity and

- leakage. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 10 :397–418, September 2012. ISSN 17505836. doi : 10.1016/j.ijggc.2012.07.003.
- [12] National Energy Technology Laboratory Carbon Sequestration Program U.S Department of Energy. Summary of the methodology for development of geologic storage estimates for carbon dioxide. In *2010 Carbon Sequestration Atlas of the United States and Canada*, pages 136–152. U.S DOE - NETL, 2010.
- [13] R. Okwen, M. Stewart, and J. Cunningham. Analytical solution for estimating storage efficiency of geologic sequestration of CO<sub>2</sub>. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 4(1) :102–107, January 2010. ISSN 17505836. doi : 10.1016/j.ijggc.2009.11.002.
- [14] J. Nordbotten, M. Celia, and S. Bachu. Injection and storage of CO<sub>2</sub> in deep saline aquifers : Analytical solution for CO<sub>2</sub> plume evolution during injection. *Transport In Porous Media*, 58(3) :339–360, 2005.
- [15] R. Okwen, M. Stewart, and J. Cunningham. Effect of Well Orientation (Vertical vs. Horizontal) and Well Length on the Injection of CO<sub>2</sub> in Deep Saline Aquifers. *Transport in Porous Media*, 90(1) :219–232, 2011.
- [16] Jordan Eccles, Lincoln F Pratson, and Munish Kumar Chandel. Effects of well spacing on geological storage site distribution costs and surface footprint. *Environmental science & technology*, 46(8) :4649–56, April 2012. ISSN 1520-5851. doi : 10.1021/es203553e.
- [17] W. Allinson, W. Hou, E. Azizi, P. Neal, Y. Cinar, J. Kaldi, and L. Paterson. Illustrating the estimation of CO<sub>2</sub> storage capacity for a hypothetical injection site. In *Energy Procedia, GHGT-11*, volume 00, 2013.
- [18] S. Lopez, V. Hamm, M. Le Brun, L. Schaper, F. Boissier, C. Cotiche, and E. Giuglaris. 40 years of Dogger aquifer management in Ile-de-France, Paris Basin, France. *Geothermics*, 39(4) :339–356, 2010.
- [19] P. Renard. *Modélisation des écoulements en milieux poreux hétérogènes : calcul des perméabilités équivalentes*. Mémoires des sciences de la terre. École nationale supérieure des mines de Paris, 1997. ISBN 9782900788332.
- [20] M. Karim and K. Krabbenhoft. New Renormalization Schemes for Conductivity Upscaling in Heterogeneous Media. *Transport In Porous Media*, 85(3) :677–690, 2010. ISSN 0169-3913. doi : 10.1007/s11242-010-9585-9.
- [21] M. De Lucia, C. de Fouquet, V. Lagneau, and R. Bruno. Equivalent block transmissivity in an irregular 2D polygonal grid for one-phase flow : A sensitivity analysis. *Comptes Rendus Geoscience*, 341(4) :327–338, April 2009. ISSN 16310713. doi : 10.1016/j.crte.2008.11.014.
- [22] P. Renard, G. Le Loc'h, and D. Griffin. Comparaison de quelques méthodes de passage à l'échelle supérieure - Critère de classement. *Cahiers de géostatistique*, 5, 1995.

## Chapitre 8

# Scénarios d'injection de CO<sub>2</sub> sur les modèles à variabilité spatiale régionale

Les interférences sont étudiées dans deux cas :

- entre deux sites potentiels d'injection (distants d'environ 65km sur le même axe Nord-Sud, décrits selon leur position : site de la zone Nord et site de la zone Sud)
- entre puits d'injection d'un même site (5 puits par site),

Et en fonction de :

- la représentation de la variabilité spatiale régionale de la perméabilité ou non (i.e. modèle hétérogène régional ou homogène)
- de la compressibilité des pores (deux valeurs envisagées).
- de la période d'injection (co-injection, injection individuelle, injections alternées)

Note : sur toutes les figures de ce chapitre, les points noirs représentent les points d'injection. Les points blancs représentent les extrémités des cellules de mesure des perturbations de pression à environ 10, 20 et 30km des points d'injection centraux. Les figures du modèle 3D sont des vues du dessus du Bathonien, sauf mention contraire.

---

1. pour les scénarios de la compressibilité des pores, les scénarios d'injection "Zone Nord" et "Zone Sud" sont aussi simulés pour comparer les interférences par rapport au scénario de référence



CHAPITRE 8. SCÉNARIOS D'INJECTION DE CO<sub>2</sub> SUR LES MODÈLES À VARIABILITÉ SPATIALE RÉGIONALE

TABLE 8.1 – Scénarios d'injection étudiés. Les paramètres géologiques du modèle sont ceux du scénario de référence (cf. tableau 8.2).

Scénarios d'injection	Nombre de puits et période d'injection, zone Nord	Nombre de puits et période d'injection, zone Sud	Taux d'injection	Type de puits
Co-injection	5 (0-25ans)	5 (0-25ans)	22.57kg/s/puits	Verticaux (sur toute l'épaisseur du Bathonien)
Zone Nord	5 (0-25ans)	0	22.57kg/s/puits	Verticaux
Zone Sud	0	5 (0-25ans)	22.57kg/s/puits	Verticaux
Zone Nord et post-injection	5 (0-25ans) & 0 (25-50ans)	0	22.57kg/s/puits	Verticaux
Alternance zones Nord-Sud	5 (0-25ans)	5 (25-50ans)	22.57kg/s/puits	Verticaux
Zone Nord-Horizontal	1 (0-25ans)	0	112.85kg/s	Horizontal (4.2km, dans la direction Est-Ouest)
Zone Nord-Central Zone Nord-NE Zone Nord-NW Zone Nord-SW Zone Nord-SE	1 (0-25ans)	0	22.57kg/s	Vertical
Zone Nord-Central_eq	1 (0-25ans)	0	112.85kg/s	Vertical

TABLE 8.2 – Scénarios de sensibilité sur les paramètres géologiques du modèle 3D. Le scénario d'injection est celui de co-injection<sup>1</sup>(cf. tableau 8.1). La variabilité régionale de la porosité des trois formations est modélisée (cf. chapitre précédent).

	Bajocien		Bathonien		Callovo-Oxfordien	
Scénarios	Perméabilité (isotrope)	Compressibilité (10 <sup>-10</sup> Pa <sup>-1</sup> )	Perméabilité (isotrope)	Compressibilité (10 <sup>-10</sup> Pa <sup>-1</sup> )	Perméabilité (anisotrope)	Compressibilité (10 <sup>-10</sup> Pa <sup>-1</sup> )
Référence [Reg.Var. CP9]	Régionale	5.51	Régionale	9.65	Régionale	3.48
Compressibilité des pores [CP5]	Régionale	5.51	Régionale	5.51	Régionale	3.48
Homogène 1 [HO]	Homogène log(K)=-14	5.51	Homogène log(K)=-13	9.65	Homogène log(Kh)/log(Kv) = 18/19	3.48
Homogène 2	Homogène log(K)=-14	5.51	Homogène log(K)=-13	9.65	Homogène log(Kh)/log(Kv) = 19/20	3.48
Homogène 3	Homogène log(K)=-14	5.51	Homogène log(K)=-13	9.65	Homogène log(Kh)/log(Kv) = 16/17	3.48
Homogène 4	Homogène log(K)=-14	5.51	Homogène log(K)=-13	9.65	Homogène log(Kh)/log(Kv) = 21/22	3.48

## 8.1 Interférences entre deux sites d'injection - Scénario de référence

Le modèle de variabilité spatiale régionale de perméabilité est le cas de référence, avec une compressibilité des pores du Bathonien de  $9.65 \cdot 10^{-10} \text{ Pa}^{-1}$ . Différents scénarios d'injection sont étudiés (tableau 8.1) :

- les deux sites d'injection, Nord et Sud avec chacun 5 puits d'injection, co-injectent 3.56MtCO<sub>2</sub>/an (7.12MtCO<sub>2</sub>/an au total pour les deux sites) pendant 25 ans.
- injection dans la zone Nord (5 puits d'injection) de 3.56MtCO<sub>2</sub>/an pendant 25 ans et simulation pendant 25 ans après l'arrêt de l'injection (post-injection).
- injection dans la zone Sud (5 puits d'injection) de 3.56MtCO<sub>2</sub>/an pendant 25 ans.
- injection dans la zone Nord (5 puits d'injection) de 3.56MtCO<sub>2</sub>/an pendant 25 ans, puis injection dans la zone Sud (5 puits d'injection) de 3.56MtCO<sub>2</sub>/an pendant 25 ans, soit 50 ans d'injection, par les deux sites en alternance.

Chaque site d'injection est composé de cinq puits dont un "central" et quatre en périphérie, à environ 1.5km (puits Nord-Ouest, Nord-Est, Sud-Est et Sud-Ouest). Les perméabilités aux puits sont comprises entre 108mD et 118mD dans la zone Nord et entre 121mD et 177mD dans la zone Sud. La porosité est d'environ 16% dans la zone Nord et de 18% dans la zone Sud. Le toit du Bathonien est à environ 1820m de profondeur (épaisseur d'environ 200m) dans la zone Nord et à une profondeur d'environ 1550m dans la zone Sud (épaisseur d'environ 220m).

Dans le cas de co-injection, à cinq ans d'injection, l'extension des perturbations de pression est équivalente à celle des scénarios d'injection individuelle (figures 8.3a 8.3b à comparer aux figures 8.1 et 8.2). Dans la zone Sud, la propagation des perturbations de pression est contrainte par le champ de perméabilité. Pour la zone Nord, la perturbation de pression n'a pas encore atteint les zones de faible perméabilité.

Pour la période post-injection, les faibles perturbations de pression de l'ordre de 0.05MPa continuent à se propager à cause du gradient de pression précédemment induit par l'injection dans la zone Nord (figure 8.2 : augmentation de la perturbation de pression à 30km au nord de la zone Sud, sans injection dans la zone Sud). Dans le cas où l'injection dans la zone Sud débute à la fin de l'injection de la zone Nord, des interférences de propagation des perturbations de pression entre sites apparaissent 5 ans après le début de la seconde période d'injection (figure 8.3c).

A partir de 10 ans d'injection, on assiste au passage du comportement individuel au comportement de multiples sites (figure 8.7a, co-injection) : les zones d'extension des perturbations des deux sites, seuillées à 0.05MPa, fusionnent. Toutefois, les interférences sont nettement plus marquées en cas d'injection alternée, avec une superposition des perturbations de pression localement et donc une augmentation de pression plus importante (figure 8.7a).

A 10 ans d'injection, la propagation de la pression dans la zone Nord comme dans la zone Sud suit les zones de perméabilités plus élevées (figures 8.4b). Les perturbations de pression (seuillées à 0.05MPa) dans la zone Nord gardent une extension maximale en est-ouest et nord-sud à peu près équivalente (environ 70km) mais ne s'étendent plus de façon circulaire. Pour la zone Sud, l'extension maximale est plus contrastée en fonction de la direction : environ 62km en est-ouest et 67.5km en nord-sud. Les perturbations de pression plus importantes, de l'ordre du MPa, restent restreintes à la zone d'injection (environ 6.25km latéralement pour la zone Nord et 6.5km pour la zone Sud). Pour cette période d'injection, ces fortes perturbations de pression ne sont pas affectées par les interférences entre sites d'injection.

Après 15 ans d'injection, les interférences de pression deviennent observables entre les deux sites de co-injection, à environ 20 et 30km des points d'injection (figure 8.2), mais l'augmentation de pression par rapport aux scénarios d'injection individuelle reste négligeable. Ces interférences n'affectent pas la pression aux puits d'injection (figure 8.1). L'augmentation de pression n'est pas symétrique par rapport aux sites d'injection (figure 8.2) : l'évolution en pression dépend localement de la perméabilité et de l'épaisseur de la formation. Ainsi, la faible perméabilité au point de mesures à 30km au nord de la zone Sud explique la faible augmentation de pression relevée.

Après 25 ans d'injection, les perturbations de pression à 30km des points d'injection dépassent 0.1MPa (1bar), et peuvent atteindre 1MPa à 10km des points d'injection, mais les interférences de pression entre sites n'ont pas affecté de manière significative la pression aux puits d'injection (figure 8.1).

Dans le cas de la co-injection, l'élévation de pression liée aux interférences entre sites reste inférieure à 0.1MPa (figure 8.2). Les perturbations de pression supérieures à 0.05MPa ont envahi toute la zone de perméabilité favorable (supérieure à 5mD, figure 8.6), sauf au nord-ouest du site Nord d'injection ; la zone de perturbations entre les deux sites d'injection tend à s'élargir d'est en ouest avec les interférences (figure 8.7c) avec une extension maximale de 159km (en nord-sud) et de 92km (en est-ouest). Dans le cas d'injection individuelle, la zone des perturbations de pression supérieures à 0.05MPa atteint une extension maximale latérale comprise entre 92km (en est-ouest) et 82km (en nord-sud) pour le site Nord, et de 82km (en est-ouest) et 87.5km (zn nord-sud) pour le site Sud. Les perturbations de pression supérieures à 1MPa ont dépassé la zone d'injection et atteignent une extension latérale de 14 à 16km pour le site Sud et de 11.5 à 13km pour le site Nord. Elles sont équivalentes pour les deux scénarios (co-injection et injection individuelle).

Dans le cas d'injection alternée, les interférences sont plus importantes avec une augmentation supplémentaire d'environ 0.1MPa (1 bar) à 30km au Nord du site d'injection Sud (figure 8.2) par rapport aux cas où les deux sites sont considérés individuellement. L'influence sur la pression aux puits est également négligeable, mais la surpression liée aux interférences atteint la zone proche de l'injection : la zone des perturbations de pression de 1MPa au site Sud est plus étendue que dans les cas précédents, avec une extension latérale maximale de 19km (au lieu de 16km). Enfin, avec la dissipation de la pression post-injection et l'injection dans la zone Sud, la perturbation de pression de 0.05MPa couvre également une zone plus importante, avec une extension latérale maximale de 167km (Nord-Sud) et de 104km (Est-Ouest).

Pour les conditions examinées, l'injection par les deux sites distants de 65km n'a pas d'influence majeure sur la capacité de stockage (pas d'influence sur l'injectivité) et ceci même dans le cas où les injections ne sont pas synchronisées bien que les interférences de pression loin des puits soient plus importantes. Les sites d'injection sont suffisamment éloignés pour limiter les interférences de pression dans le cas de co-injection. En revanche, la forte extension des perturbations de pression limiterait l'implantation d'un troisième site d'injection dans le Bathonien.

L'injection alternée peut être plus problématique. D'une part, si la zone de surveillance est délimitée par une perturbation de pression relativement faible, elle peut croître durant la période post-injection. D'autre part, cette dissipation post-injection induirait des interférences plus importantes sur le second site d'injection que dans le cas de co-injection. Toutefois, la caractérisation du bassin réalisée au cours de l'injection au premier site pourrait faciliter l'évaluation et la gestion du stockage au second site.

La migration du panache n'est pas affectée par les scénarios d'injection envisagés. Le comportement du panache est décrit au paragraphe 8.2 et 8.4.1.1 pour évaluer l'influence des paramètres géologiques du modèle et celle des interférences entre puits sur la migration.

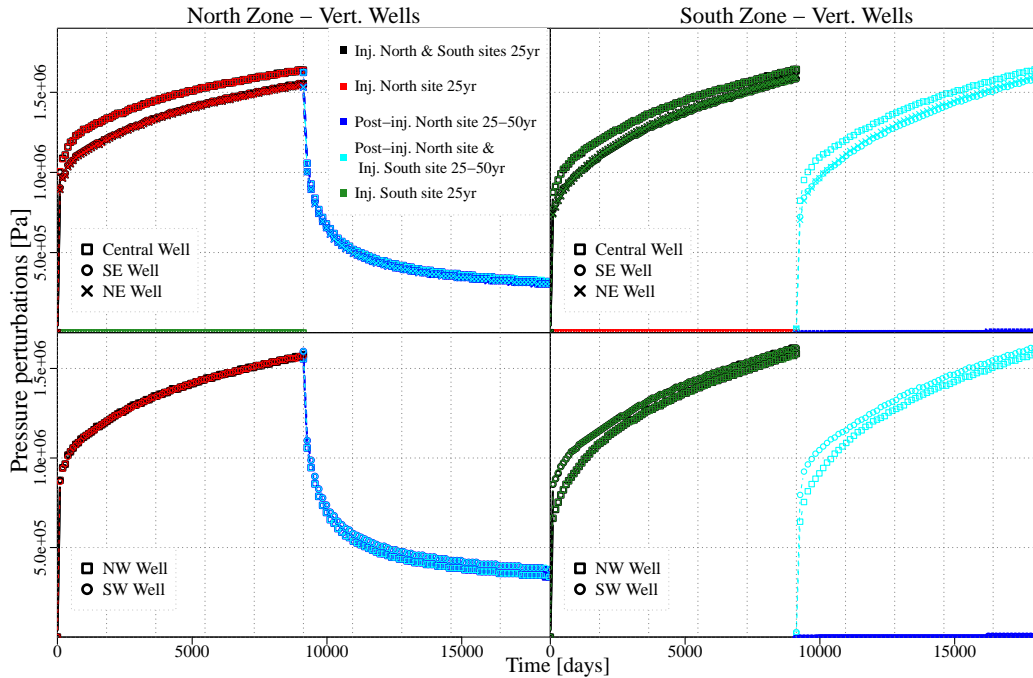


FIGURE 8.1 – Perturbations de pression aux puits en fonction des scénarios : de co-injection des sites, d'injection individuelle par site et par périodes d'injection. Pour toutes les figures de pression en fonction du temps, l'intervalle entre deux traits pointillés verticaux représente une période de 5 ans (9125 jours correspondant à 25 ans).

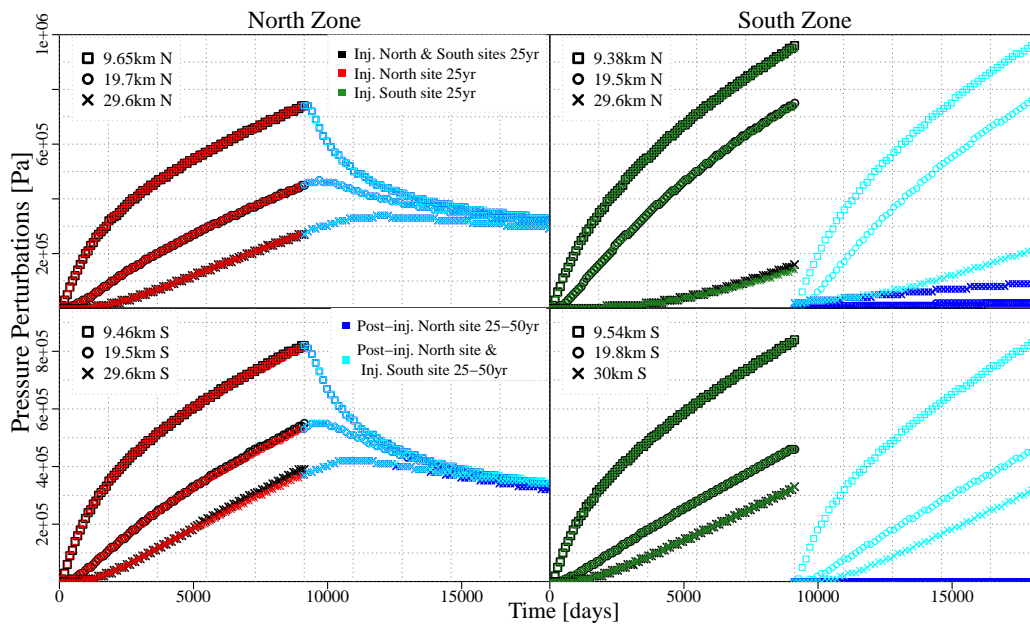


FIGURE 8.2 – Perturbations de pression à 10, 20 et 30km au Nord et au Sud des sites d'injection en fonction des scénarios : de co-injection des deux sites, d'injection individuelle par site et par périodes d'injection.

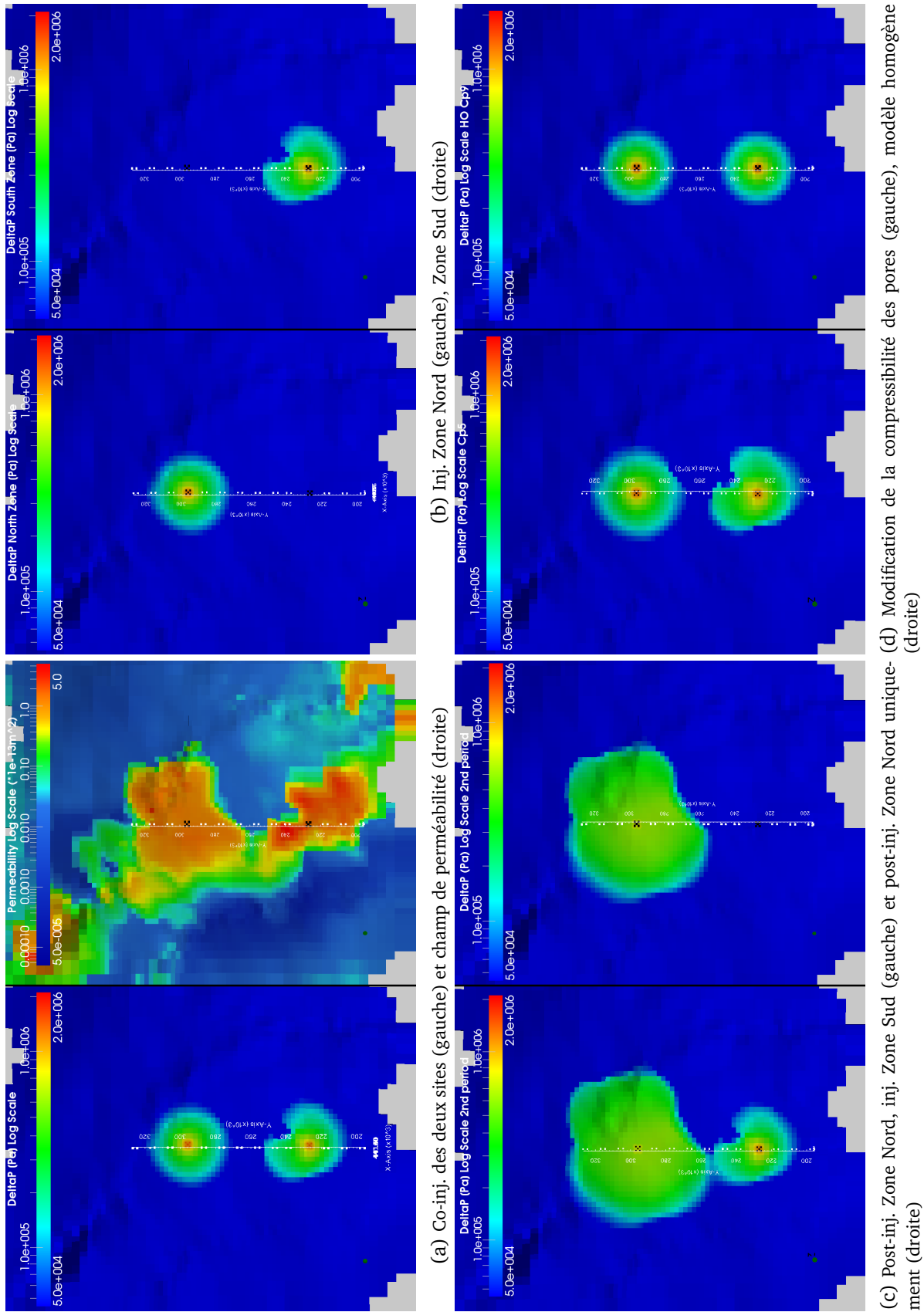


FIGURE 8.3 – Propagation de pression, à 5 ans d'injection, selon les scénarios d'injection (co-injection des deux sites, injections individuelles des sites et périodes d'injection), de compressibilité des pores du réservoir et de prise en compte ou non de la variabilité régionale de la perméabilité.

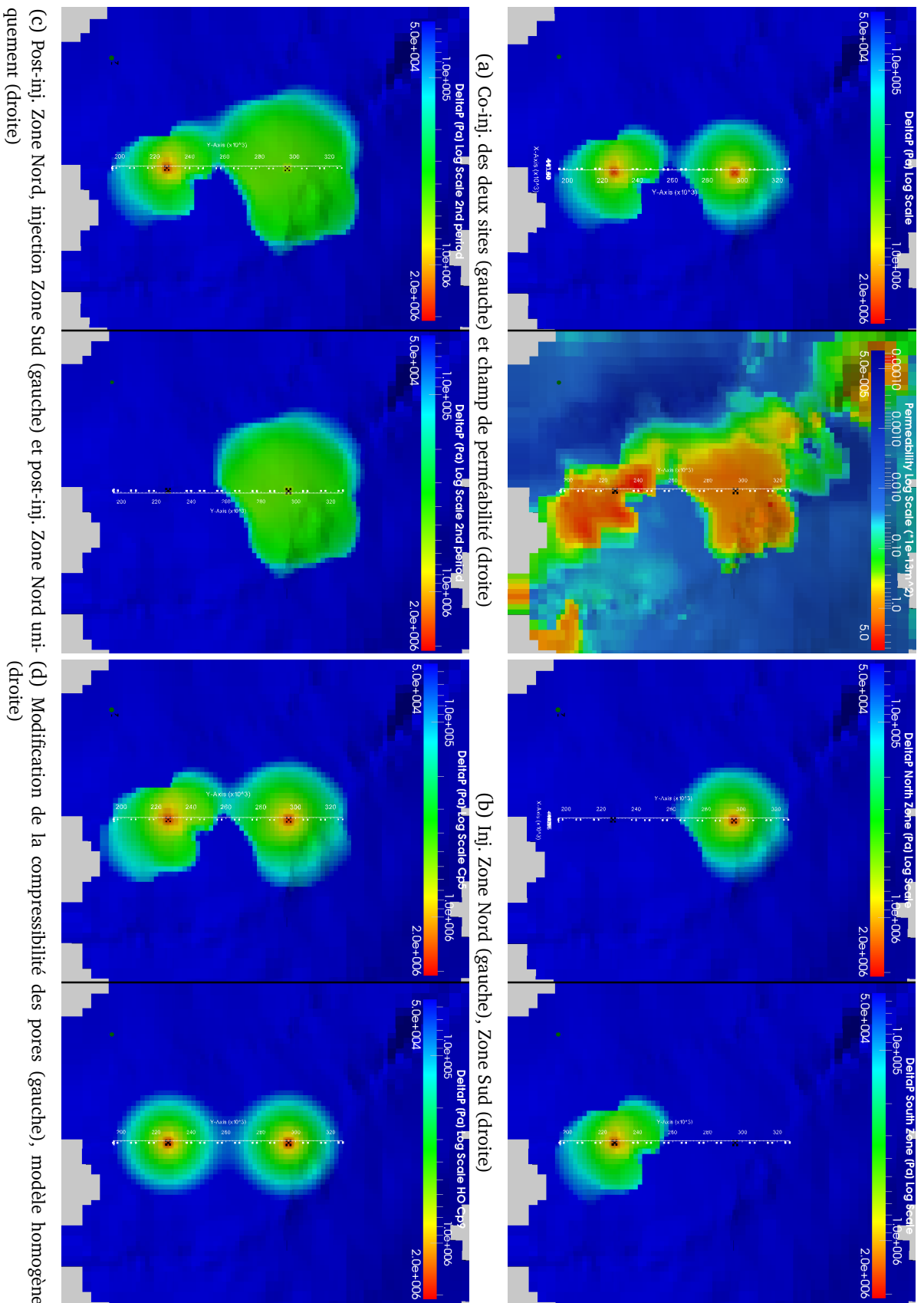


FIGURE 8.4 – Propagation de pression, à 10 ans d'injection, selon les scénarios d'injection (co-injection des deux sites, injections individuelles des sites et périodes d'injection), de compressibilité des pores du réservoir et de prise en compte ou non de la variabilité régionale de la perméabilité.

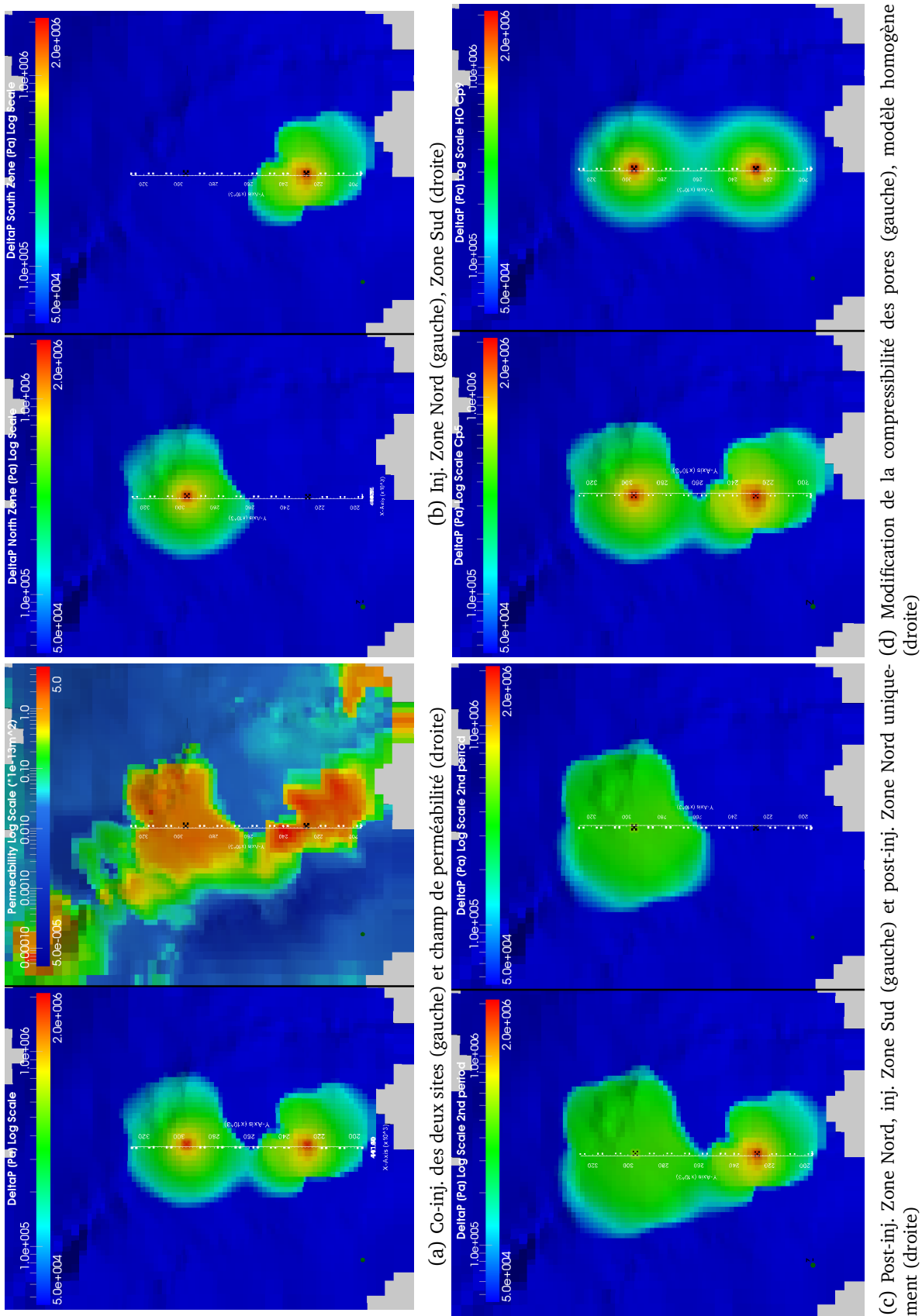


FIGURE 8.5 – Propagation de pression, à 15 ans d'injection, selon les scénarios d'injection (co-injection des deux sites, injections individuelles des sites et périodes d'injection), de compressibilité des pores du réservoir et de prise en compte ou non de la variabilité régionale de la perméabilité.



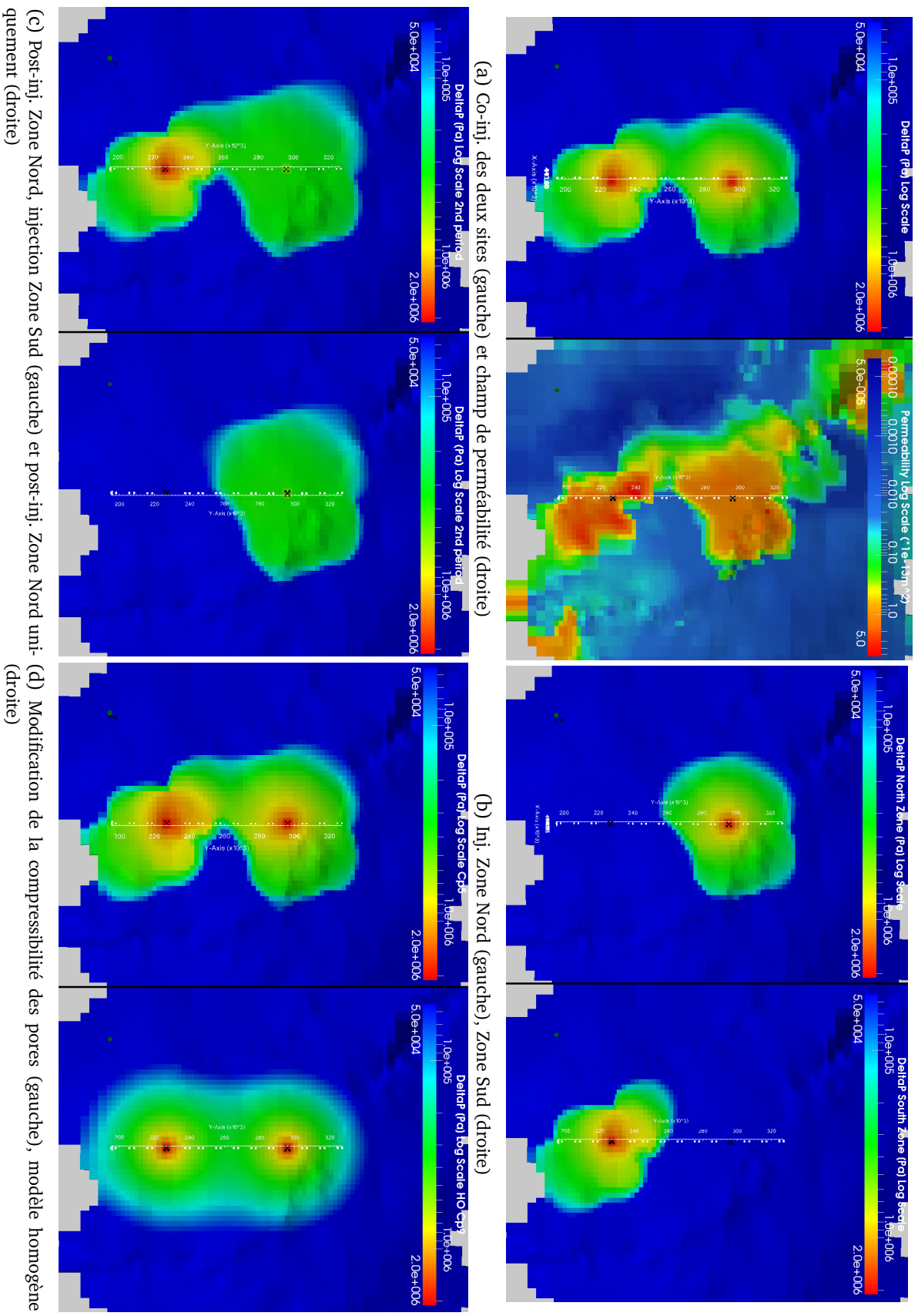
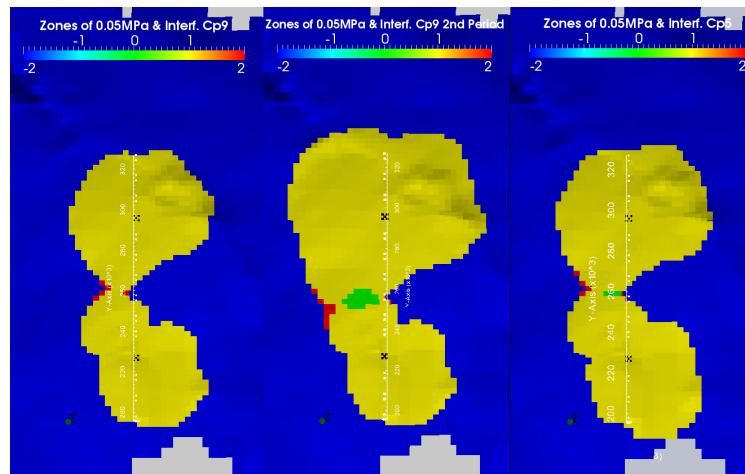
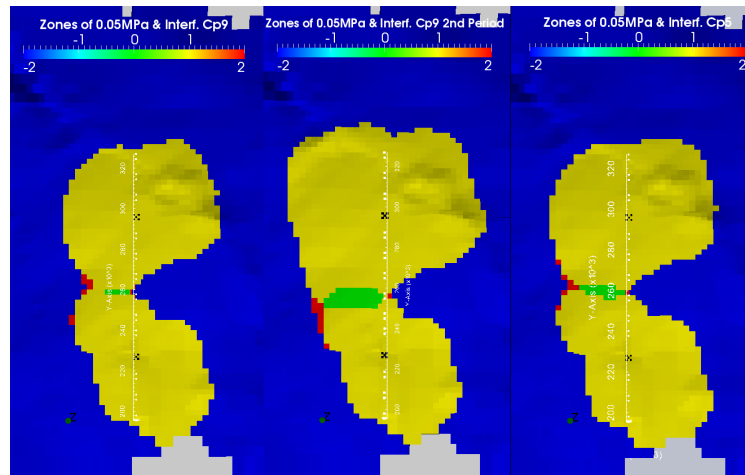


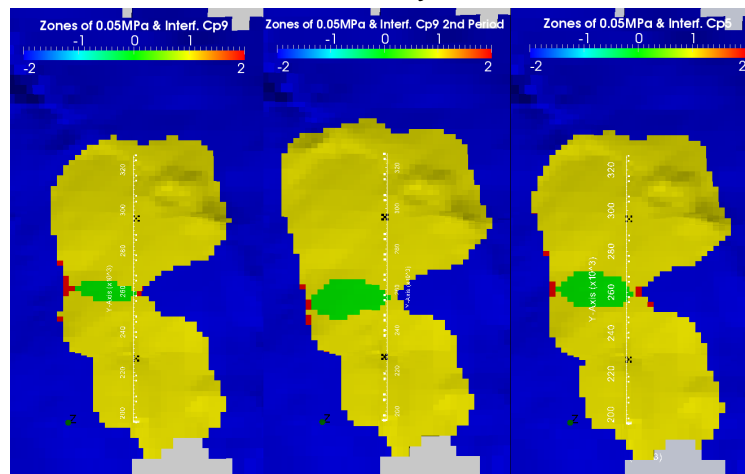
FIGURE 8.6 – Propagation de pression, à 25 ans d'injection, selon les scénarios d'injection (co-injection des deux sites, injections individuelles des sites et périodes d'injection), de compressibilité des pores du réservoir et de prise en compte ou non de la variabilité régionale de la perméabilité.



(a) 10 ans d'injection.



(b) 15 ans d'injection.



(c) 25 ans d'injection.

FIGURE 8.7 – Interférences entre sites pour une propagation de pression de 0.05MPa. A gauche, scénario de référence, co-injection. Au milieu scénario de référence, injection alternée. A droite, scénario de compressibilité des pores, co-injection. En jaune (1) : zone où les perturbations de pression sont supérieures ou égales à 0.05MPa pour chacun des sites, individuellement ; en vert (0) : zone où les perturbations de pression des deux sites, supérieures ou égales à 0.05MPa, se superposent ; en rouge (2) : zone où les interférences de pression entre sites induisent des perturbations de pression supérieures ou égales à 0.05MPa, absente quand les deux sites sont considérés individuellement

## 8.2 Influence de la variabilité régionale de la perméabilité

L'influence de la variabilité régionale de la perméabilité est examinée pour le scénario de co-injection par les deux sites pendant 25 ans.

L'extension des perturbations de pression des deux types de modèles est cohérente avec les études réalisées à l'échelle du bassin (chapitre 1, paragraphe 1.2.2) en tenant compte des différences de périodes et taux d'injection. Mais, ici la propagation des perturbations de pression apparaît fortement contrainte par la variabilité latérale de la perméabilité.

Par exemple, aux figures 8.3, 8.4, 8.5, 8.6, les zones de propagation de pression des modèles homogènes sont, comme attendu, quasiment circulaires autour des points d'injection. Les zones de propagations se déforment pour fusionner au cours du passage de comportement individuel au comportement à double composants. Le comportement en pression des modèles à variabilité spatiale est clairement différent, il suit les contours du champ de perméabilité.

La propagation de la perturbation supérieure à 0.05MPa est majoritairement plus importante pour le modèle homogène (figure 8.8). Les différences d'extensions de cette zone entre modèle homogène et modèle à variabilité régionale peuvent atteindre localement 50km. Au contraire, dans les zones de forts contrastes de perméabilité et dans la zone d'interférences entre les deux sites, les perturbations de pression sont plus élevées pour les modèles à variabilité régionale (différences de l'ordre de quelques bars également, jusqu'à 0.4MPa) puisque la propagation de pression est restreinte par la perméabilité.

Au niveau des puits<sup>2</sup>, l'augmentation de pression du modèle homogène est plus importante en début d'injection (figure 8.9), ce qui est justifié par une perméabilité plus faible au point d'injection que pour les modèles à variabilité régionale (100mD vs. 108 à 177mD).

Au cours de l'injection, les différences de perturbations de pression aux puits entre modèles s'atténuent voire s'annulent car, pour le modèle à variabilité régionale, les zones de faible perméabilité rencontrées au cours de la propagation de la perturbation induisent une surpression.

De la même manière, les perturbations de pression à 10, 20 et 30km de la zone Nord et celles à 10km de la zone Sud sont, en début d'injection, confondues entre modèle homogène et modèle à variabilité régionale. Puis, les résultats divergent, la surpression devenant plus importante pour le modèle à variabilité régionale. L'inverse est observé à 30km au nord du site Sud car le point de mesure se situe dans une zone de faible perméabilité du modèle à variabilité régionale.

---

2. Comme pour les modèles 2D, la réponse aux puits correspond à l'augmentation de pression dans la cellule d'injection. Etant donné la taille de ces cellules, il est possible que la pression soit sous-estimée par rapport à celle réelle en fond de puits. Néanmoins, pour le cas d'une injection réelle, le débit sera augmenté progressivement évitant le pic de pression observé à l'initialisation de l'injection.

## CHAPITRE 8. SCÉNARIOS D'INJECTION DE CO<sub>2</sub> SUR LES MODÈLES À VARIABILITÉ SPATIALE RÉGIONALE

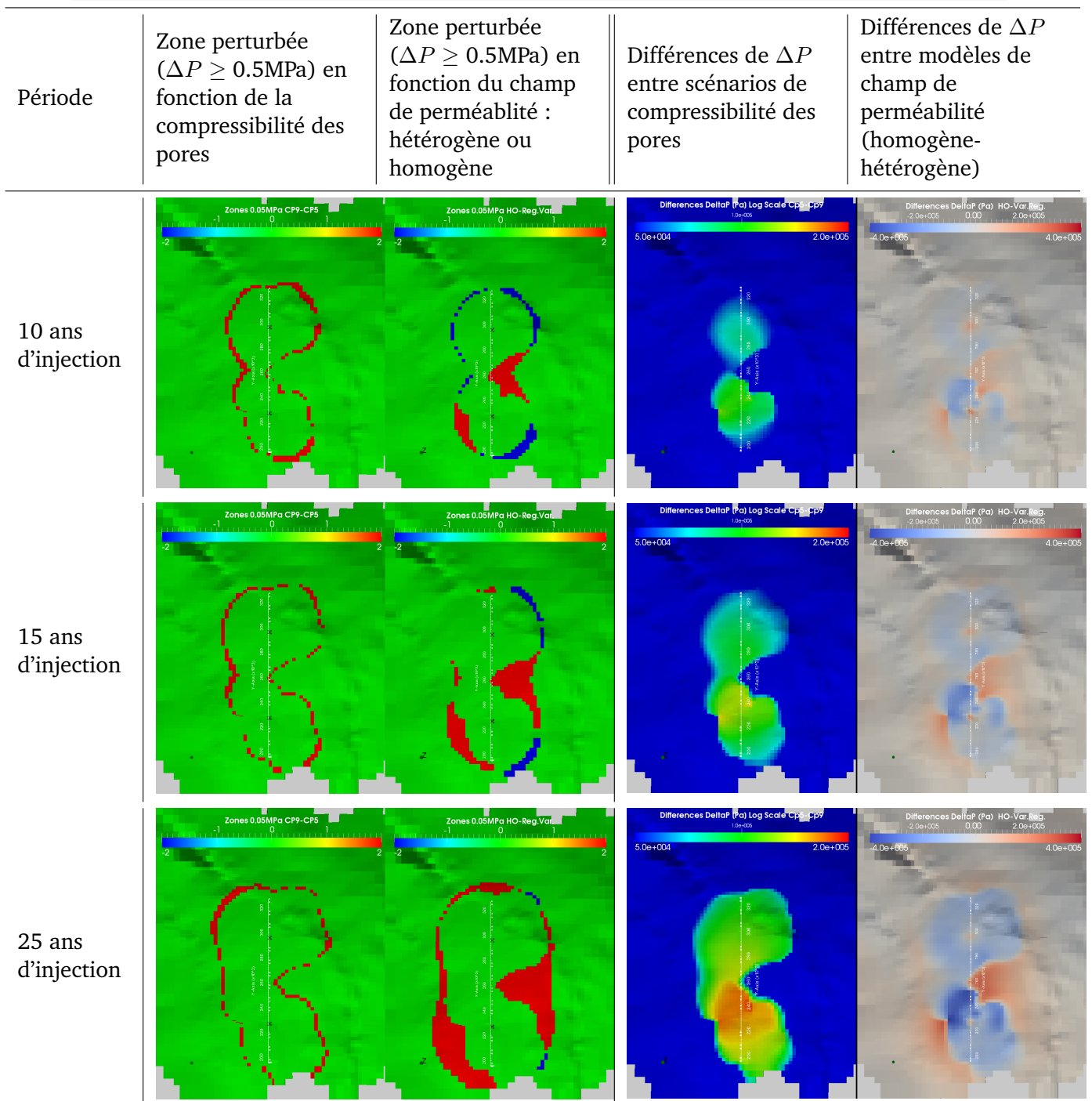


FIGURE 8.8 – Perturbations de pression à différentes périodes d'injection, co-injection des deux sites, en fonction des scénarios : de variabilité régionale de perméabilité ou champ de perméabilité uniforme (à droite pour chaque figure numérotée) et de compressibilité des pores du réservoir (à gauche pour chaque figure numérotée).

Sur les figures de gauche : différences des aires des contours à 0.05MPa; en rouge : zone de perturbation du scénario de plus faible compressibilité des pores ou du modèle homogène, non perturbée dans le scénario de référence et réciproquement pour la zone en bleu.

Sur les figures de droites, différences de perturbations de pression entre résultats du modèle de compressibilité de pores de  $5.51 \cdot 10^{-10}\text{Pa}^{-1}$  et de  $9.65 \cdot 10^{-10}\text{Pa}^{-1}$  ; et entre modèle homogène et modèle à variabilité régionale.

CHAPITRE 8. SCÉNARIOS D'INJECTION DE CO<sub>2</sub> SUR LES MODÈLES À VARIABILITÉ SPATIALE RÉGIONALE

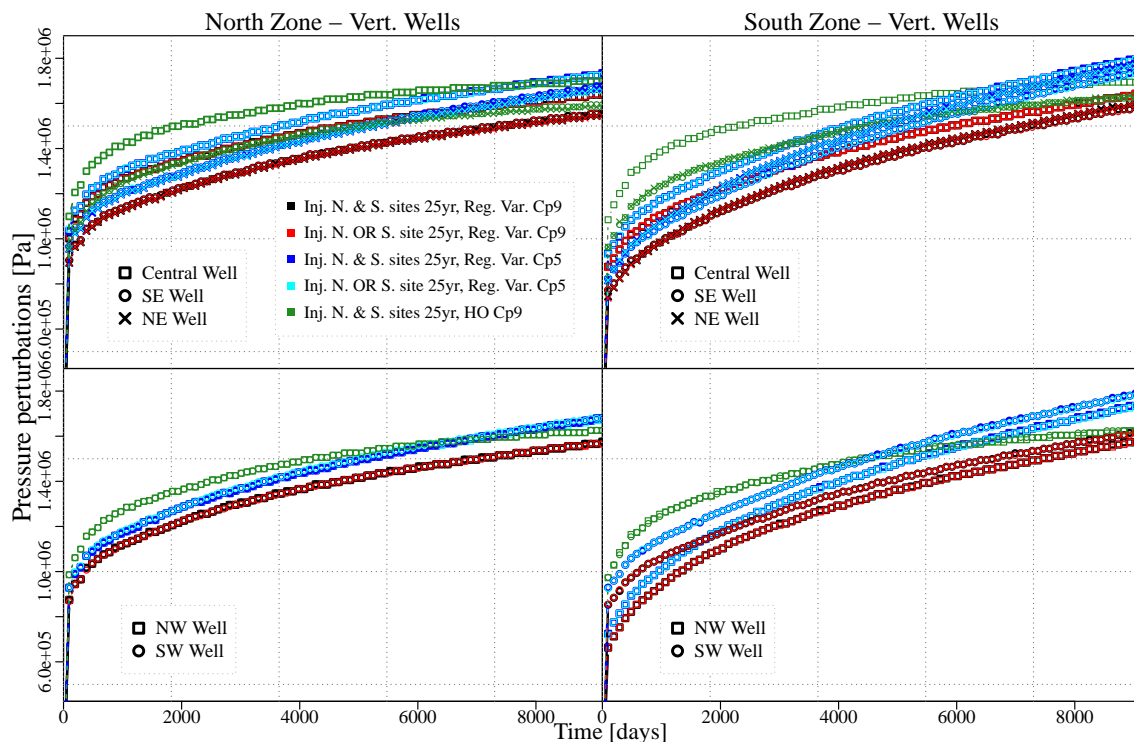


FIGURE 8.9 – Perturbations de pression aux puits en fonction des scénarios : variabilité régionale de perméabilité (rouge et noir) ou champ de perméabilité uniforme (vert) et compressibilité des pores du réservoir (bleu).

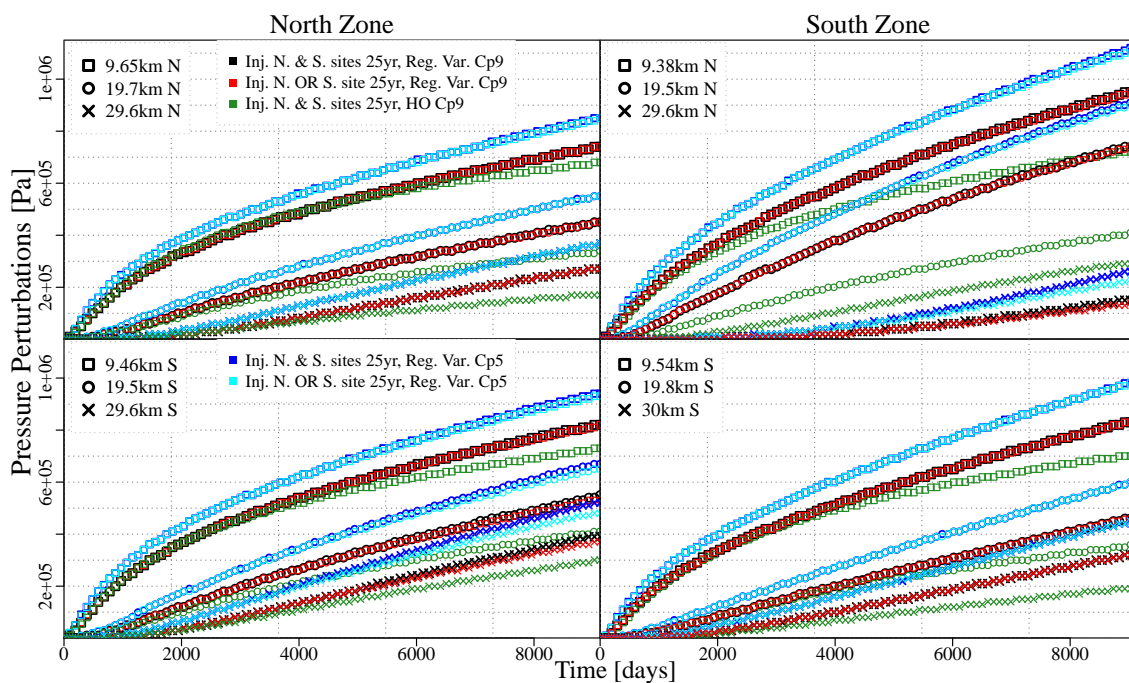


FIGURE 8.10 – Perturbations de pression à environ 10, 20 et 30km au Nord et au Sud des sites d'injection en fonction des scénarios : variabilité régionale de perméabilité (rouge et noir) ou champ de perméabilité uniforme (vert) et compressibilité des pores du réservoir (bleu).

Pour la migration du panache, les résultats du modèle à variabilité régionale et du modèle homogène sont quasiment similaires pour l'injection au site Nord car la différence de perméabilité est faible (quelques mD) et pour le modèle à variabilité régionale, la perméabilité est relativement homogène dans la zone d'injection.

En revanche, pour le site Sud d'injection, les différences sont plus marquées entre modèles car la différence de perméabilité est plus importante et ce site est localement plus hétérogène. Ainsi, on constate une dissymétrie de la migration du panache pour le modèle à variabilité régionale avec une migration plus étendue vers le Nord-Ouest et vers le Sud-Est car la perméabilité y est plus élevée. Les différences avec le modèle homogène sont alors de l'ordre de plusieurs centaines de mètres. De plus, pour le site Sud, la variation topographique du toit est plus marquée qu'au site Nord. La profondeur étant plus faible à l'est, le CO<sub>2</sub> migre préférentiellement dans cette direction pour les deux cas (homogène et variabilité régionale).

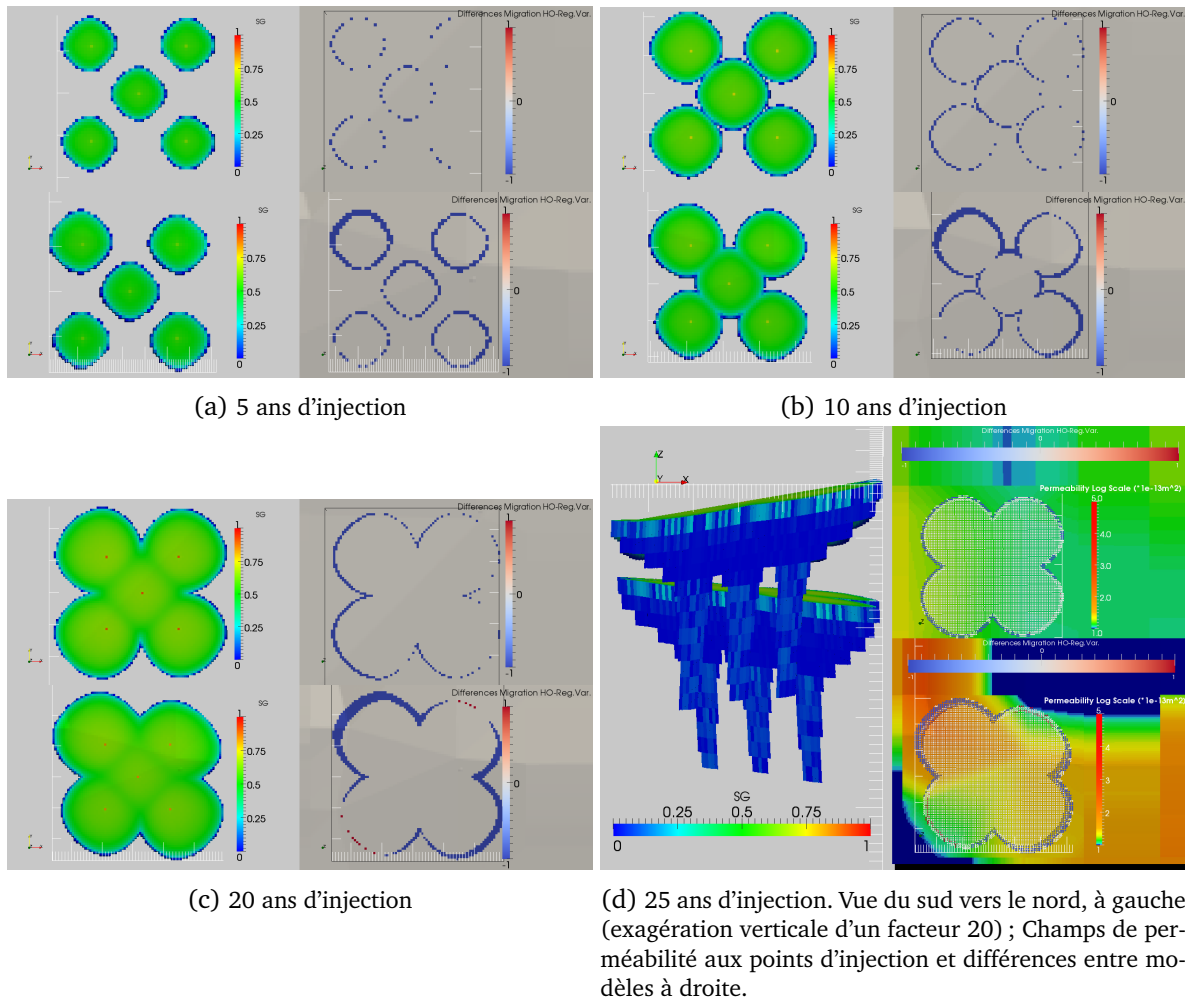


FIGURE 8.11 – Migration du panache à différentes périodes d'injection, dans les deux zones d'injection, pour le modèle à variabilité spatiale régionale (figure de gauche pour chaque figure numérotée). Sur les figures de droites : différences avec le modèle homogène, en bleu (valeur négative) : zone de migration du panache ( $S_g \geq 0.05$ ) qui n'apparaît pas dans le cas homogène et réciproquement pour la zone en rouge.

### 8.3 Influence de la compressibilité des pores

La diminution de la compressibilité des pores du réservoir conduisant à une augmentation de l'amplitude et de la propagation des perturbations de pression, les interférences de pression auront lieu plus rapidement et seront plus importantes pour une période fixée (figures 8.3, 8.4, 8.5, 8.6 et 8.7).

Néanmoins, puisque la propagation de la perturbation de pression est restreinte par les limites de perméabilité, finalement la diminution de la compressibilité des pores influence peu la propagation des faibles perturbations de pression (0.05MPa, figure 8.8) qui atteignent les zones de faibles perméabilité. La diminution de la compressibilité des pores affecte majoritairement l'amplitude de la surpression dans cette zone de perturbation. Ainsi, à 25 ans d'injection, la zone de perturbations de pression supérieures à 1MPa peut s'étendre sur 27.5km latéralement contre 16km dans le cas de référence. Les pressions aux puits sont effectivement plus élevées, ainsi que les perturbations à 10, 20, 30km et les interférences associées (figure 8.10).

### 8.4 Influence de la configuration des puits et interférences entre puits d'un même site

#### 8.4.1 Nombre de puits

##### 8.4.1.1 Interférences entre puits d'un même site

Les résultats du cas où les cinq puits du site Nord injectent individuellement, sont comparés au cas précédent où les cinq puits injectent simultanément, dans la zone Nord.

D'après la figure 8.12, les interférences de pression entre les cinq puits se produisent dès le début de l'injection. Les puits étant distants de 1.5km, l'arrivée des perturbations de pression, causées par l'injection aux autres puits, est immédiate.

Pour les puits périphériques, les interférences de pression correspondent quasiment à la superposition (somme) des perturbations de pression par chacun des puits (figure 8.13).

En revanche, pour le puits central, la perte d'injectivité est inférieure à la superposition des résultats, car une partie plus importante de la perturbation de pression se dissipe vers l'extérieur à la périphérie de la zone d'injection (figure 8.14). En bordure de la zone d'injection, la perturbation de pression est donc plus élevée à cause des gradients de pression induits par les puits co-injectant.

En dehors de la zone d'injection, les interférences de pression se limitent à la sommation des perturbations de pression par chacun des puits (figure 8.15).

Malgré les gradients de pression induits par les puits co-injectant, les panaches de CO<sub>2</sub> finissent par se rejoindre à partir de 10 ans d'injection (figure 8.16). Toutefois, les gradients de pression induits par la co-injection provoquent une migration plus importante des panaches vers la périphérie des points d'injection par rapport aux cas où les puits sont considérés individuellement. En début d'injection, la migration du panache est ralentie vers le centre d'injection. Après 25 ans d'injection, l'extension des panaches des puits co-injectant couvre à la fois la zone de migration des injections individuelles et une zone plus étendue, vers la périphérie, de plusieurs centaines de mètres.

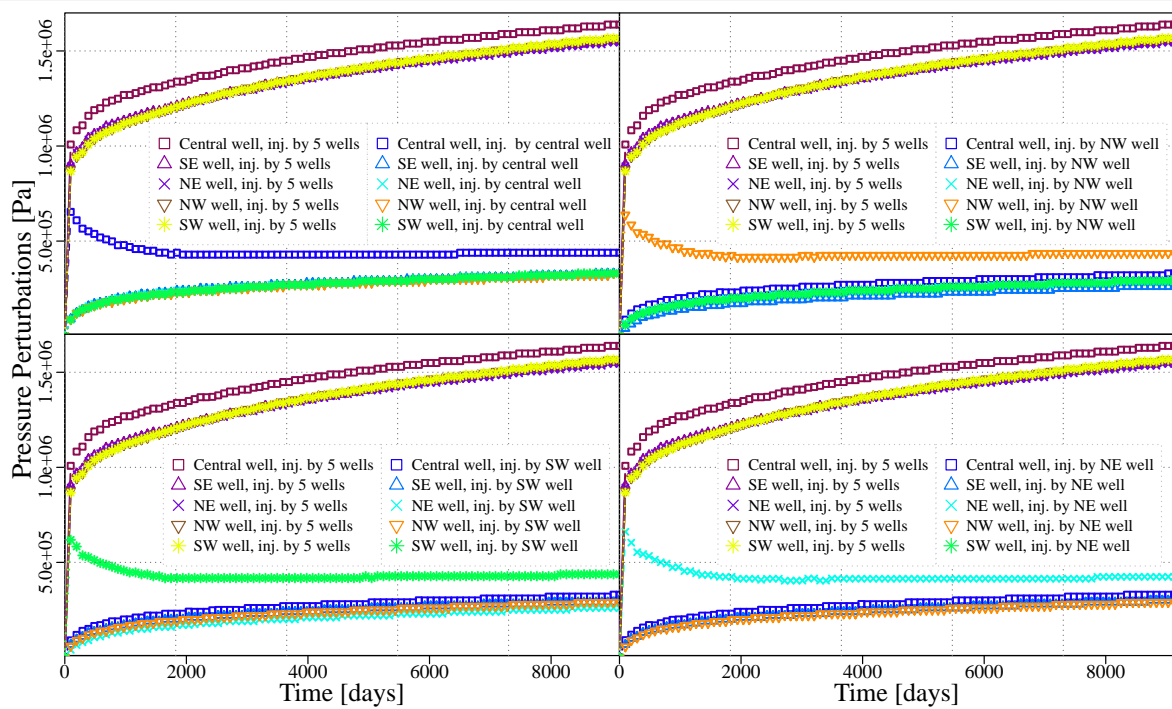


FIGURE 8.12 – Interférences entre puits d'un même site d'injection (site Nord uniquement) : comparaison des résultats en pression aux puits entre le scénario de co-injection par 5 puits et injection individuelle par chacun des puits.

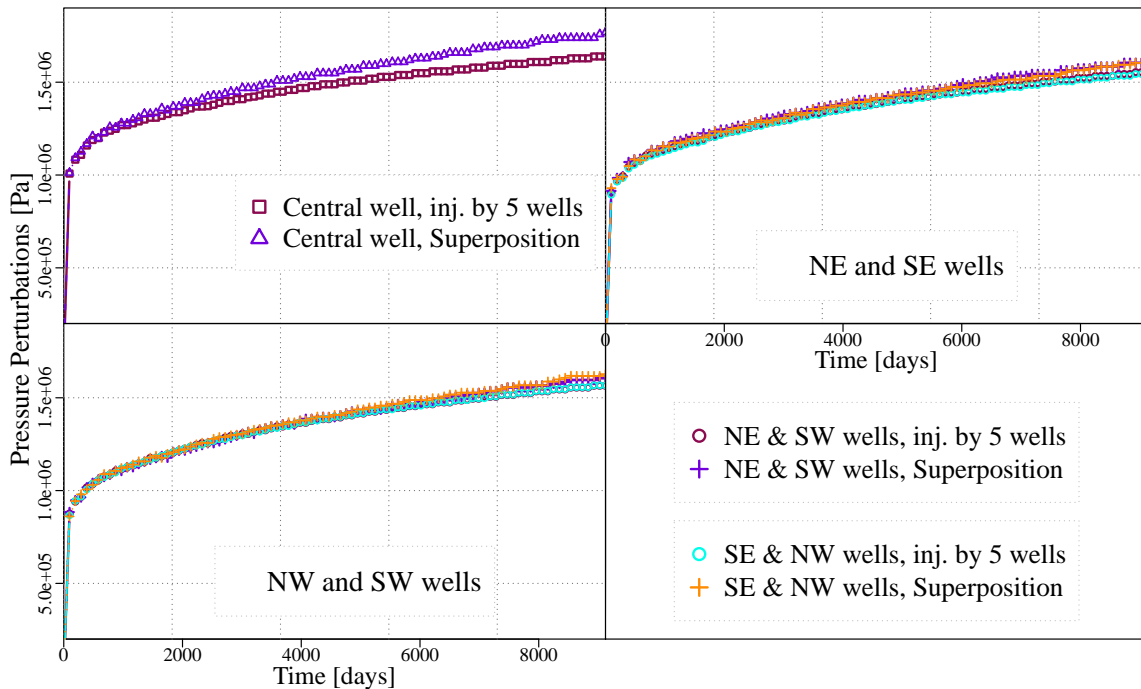


FIGURE 8.13 – Comparaison des résultats en pression aux puits entre le scénario de co-injection par 5 puits et la superposition des résultats d'injection individuelle par chacun des puits de la zone Nord.



## CHAPITRE 8. SCÉNARIOS D'INJECTION DE CO<sub>2</sub> SUR LES MODÈLES À VARIABILITÉ SPATIALE RÉGIONALE

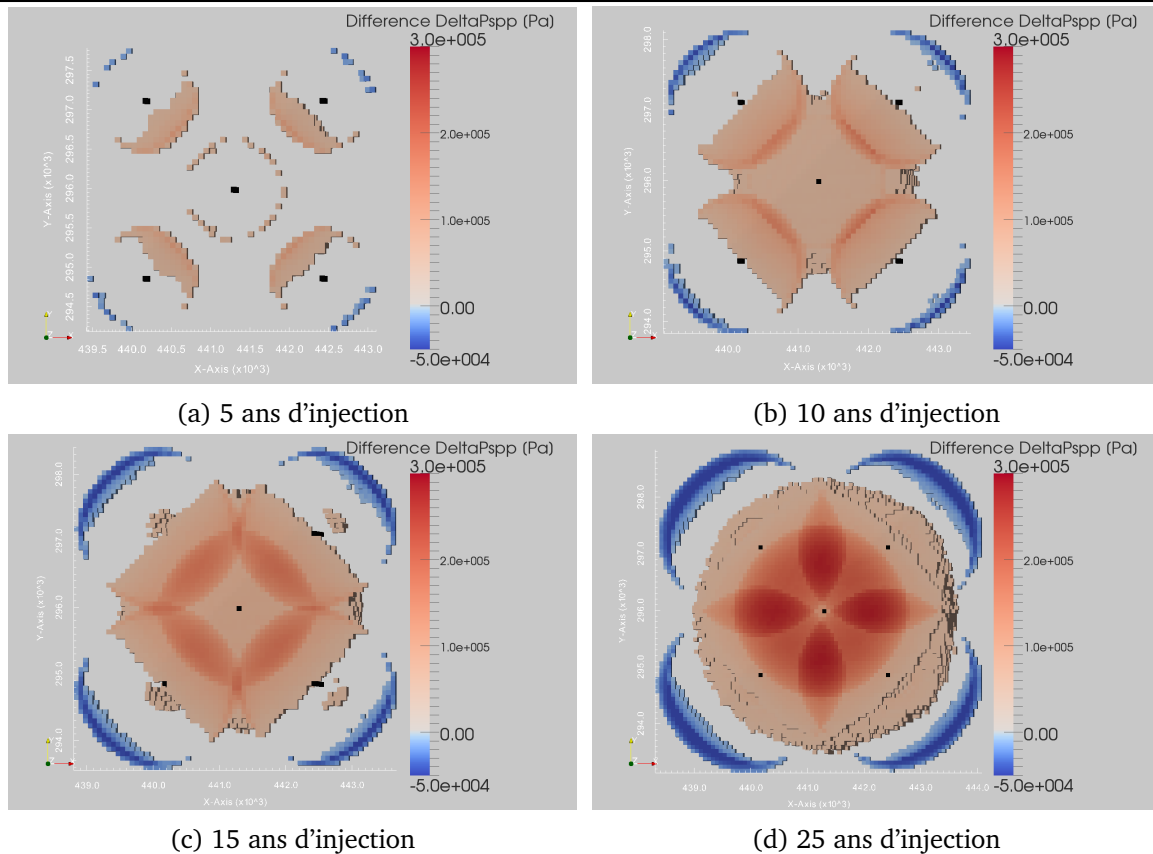


FIGURE 8.14 – Différences en pression à différentes périodes d'injection entre la somme des résultats en pression des puits individuels et le cas à 5 puits co-injectant (site Nord uniquement).

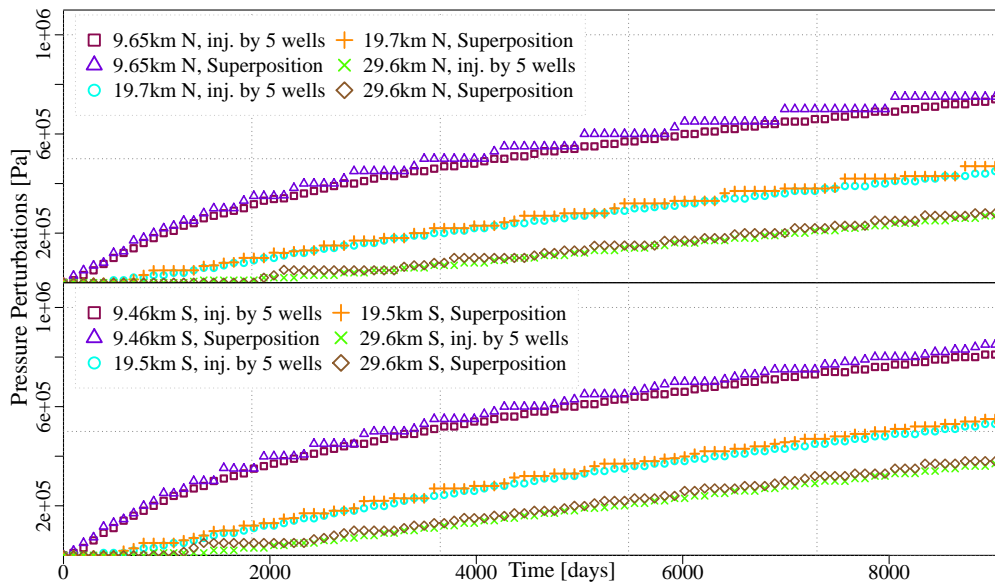


FIGURE 8.15 – Perturbations de pression à 10, 20 et 30km au Nord (figure en haut) et au Sud (en bas) du site d'injection pour le scénario de co-injection par 5 puits, et superposition des résultats d'injection individuelle par chacun des puits (site Nord uniquement).

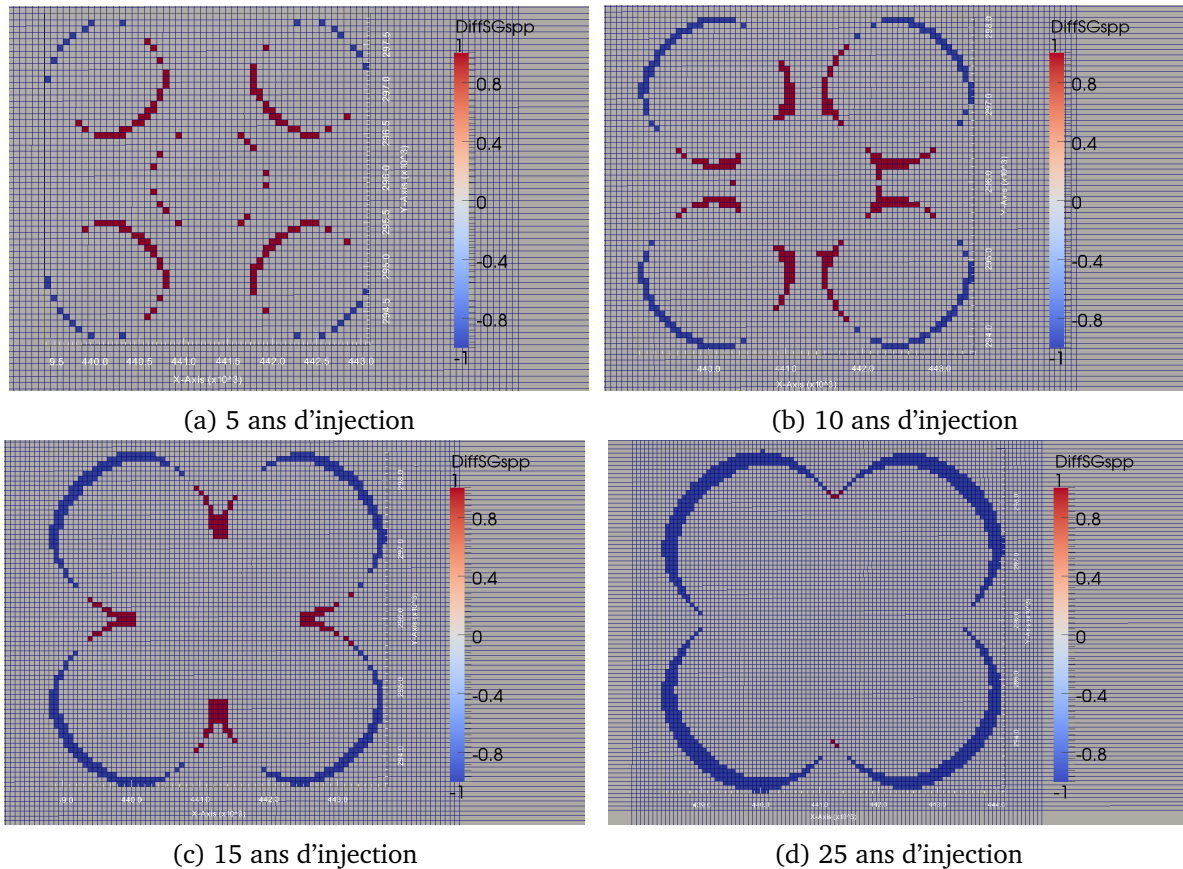


FIGURE 8.16 – Différences de résultats de migration du panache ( $S_g \geq 0.05$ ) à différentes périodes d'injection entre la somme des résultats en pression des puits individuels et le cas à 5 puits (Zone Nord).

#### 8.4.1.2 Comparaison de la réponse du système à l'injection par un seul puits et par cinq puits

L'utilisation de cinq puits améliore l'injectivité du puits central (figure 8.17). Mais, comme mentionné au chapitre 1 (paragraphe 1.3), cette amélioration n'est pas linéaire avec le nombre de puits : les différences entre les deux cas diminuent au cours du temps car les interférences augmentent entre puits, alors que la perturbation de pression du puits central se dissipe vers la périphérie de la zone d'injection. Après 25 ans d'injection, la perturbation de pression au puits seul a été au maximum de 2.55MPa contre 1.7MPa pour le maximum des 5 puits (au puits central), injectant au total la même quantité, soit une diminution du pic de pression inférieure à 1MPa. Aux puits périphériques, la perturbation de pression est équivalente si un seul puits central ou 5 puits sont utilisés après 25 ans d'injection.

Les perturbations de pression hors de la zone d'injection sont similaires avec un ou cinq puits (figure 8.18).

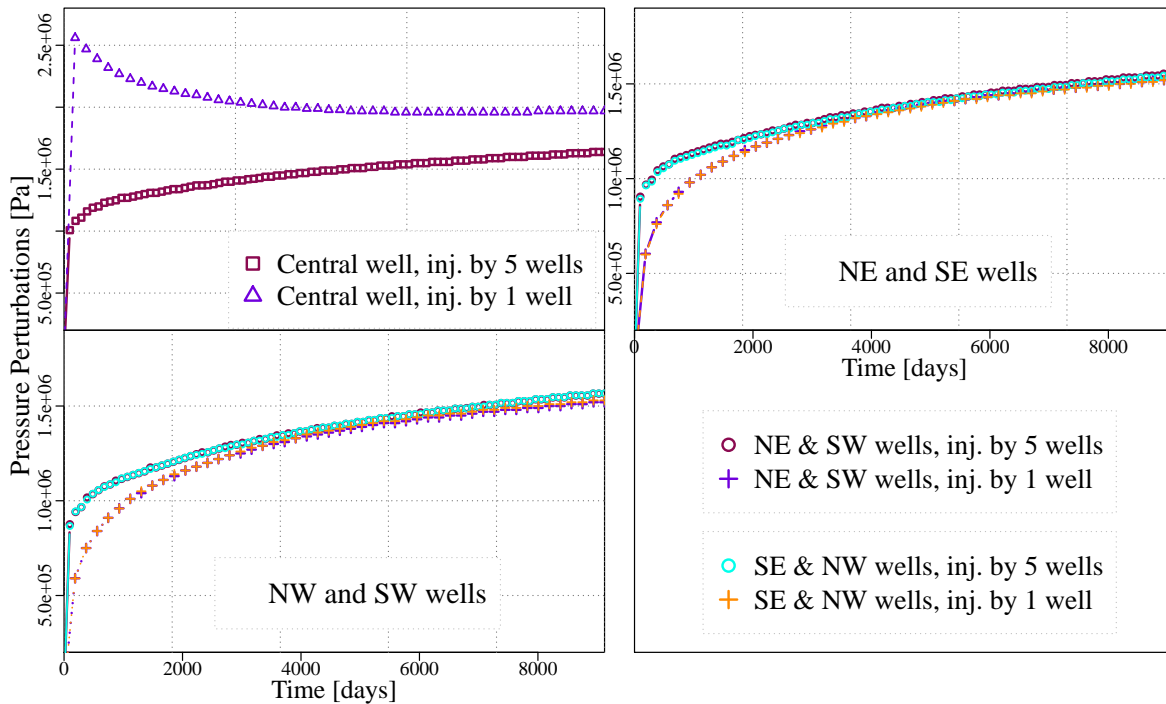


FIGURE 8.17 – Interférences entre puits d'un même site d'injection : comparaison des résultats en pression aux puits entre le scénario de co-injection par 5 puits et injection par 1 puits (site Nord uniquement).

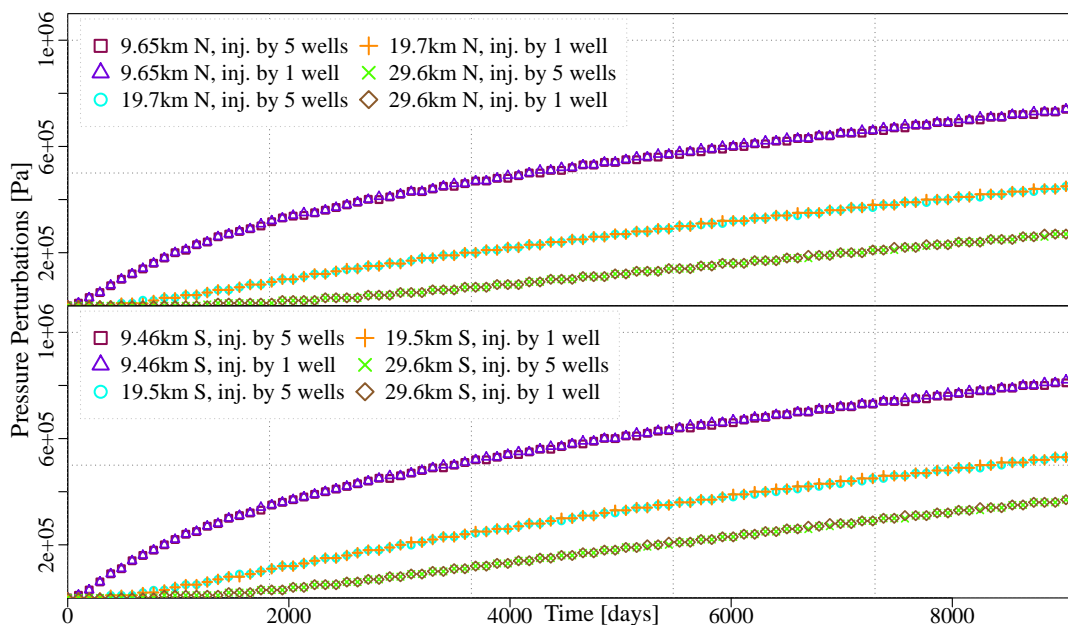


FIGURE 8.18 – Perturbations de pression à 10, 20 et 30km au Nord (figure en haut) et au Sud (en bas) du site d'injection pour les scénarios de co-injection par 5 puits et par un seul puits (site Nord uniquement).

### 8.4.2 Puits horizontal et puits verticaux

La configuration du puits horizontal entraîne peu de modifications de perturbations de pression loin de la zone d'injection (figure 8.19) par rapport à l'injection par des puits verticaux.

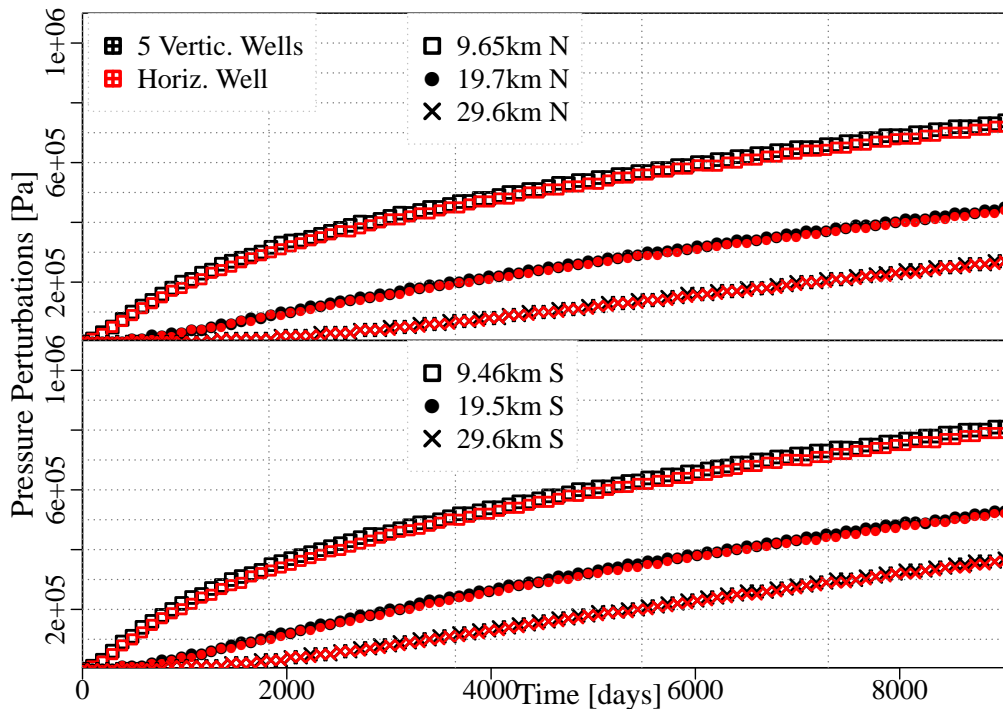


FIGURE 8.19 – Perturbations de pression à 10, 20 et 30km au Nord (figure en haut) et au Sud (en bas) du site d'injection Nord du scénario de co-injection par 5 puits verticaux et par un puits horizontal dans la zone Nord.

Par contre des différences sont observables aux points d'injection (figure 8.20). En début d'injection, la perturbation de pression au centre du puits horizontal est légèrement inférieure à celle du puits central vertical, puis devient supérieure et, finalement, les perturbations de pression continuant à augmenter, elles s'égalisent.

L'injection étant répartie sur un plus grand nombre de cellules dans le cas du puits horizontal, le taux d'injection par cellule est plus faible que pour le puits vertical ce qui explique la plus faible élévation de pression en début d'injection. Lors de la seconde période, la perturbation est plus importante dans le cas horizontal car l'injection est répartie sur une surface plus restreinte, les interférences des points d'injection du puits horizontal en son centre sont donc plus importantes que des cinq puits verticaux vers le puits central.

Néanmoins, à la fin de l'injection, et puisque la zone d'injection est globalement homogène, les perturbations de pression au centre des deux types de configurations de puits deviennent équivalentes.

Dans ce cas, la configuration d'un puits horizontal et celle avec cinq puits verticaux sont équivalentes en terme d'injectivité : elles atteignent la même perturbation maximale de pression.

La configuration des puits n'a que peu d'influence sur la propagation de la perturbation de pression. Dans tous les cas, les résultats en dehors de la zone d'injection sont équivalents à ceux

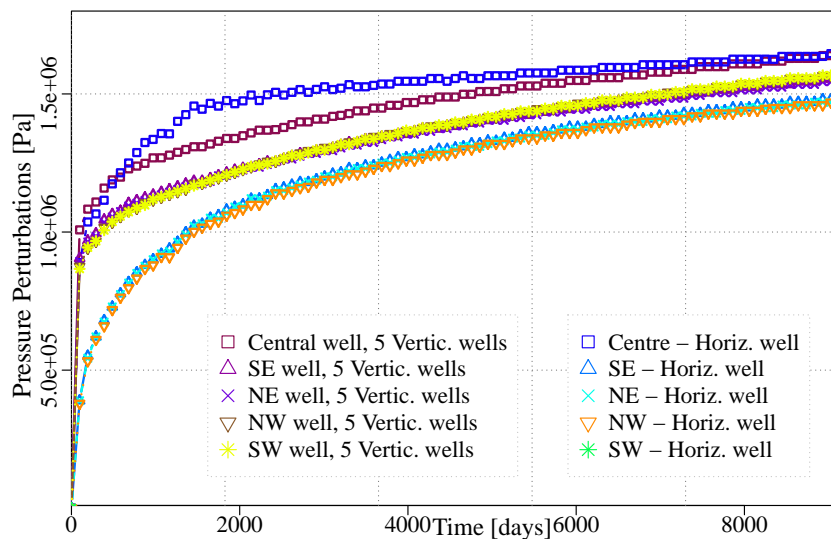


FIGURE 8.20 – Interférences entre puits d'un même site d'injection : comparaison des résultats en pression aux puits entre le scénario de co-injection par 5 puits verticaux et par un puits horizontal dans la zone Nord.

obtenus en appliquant le principe de superposition pour des puits verticaux. La configuration des puits peut être critique pour l'injectivité, néanmoins, l'exemple ici montre que l'utilisation d'un puits horizontal n'est pas nécessairement plus optimale en terme d'injectivité que plusieurs puits verticaux.

## 8.5 Influence de la perméabilité de la couverture - modèle homogène

A partir de modèles homogènes, différents scénarios de perméabilité de la couverture ont été examinés pour vérifier la faible influence de ce paramètre, précédemment constatée sur les modèles 2D (cf. chapitre 5).

Par rapport au cas de référence, pour le modèle homogène ( $\log(Kh)/\log(Kv) = 18/19$ ), les différences de pression dans le Bathonien ne sont observables que pour une perméabilité horizontale de couverture de  $10^{-16} \text{m}^2$  (figure 8.21, 8.22). Néanmoins, les différences restent faibles entre modèles que ce soit au niveau des puits (diminution inférieure à 0.05MPa aux puits) ou pour l'extension de la perturbation de pression (figure 8.24) dans le Bathonien.

Dans ce cas, la perturbation de pression au toit de la couverture est comparable à celle dans le Bathonien contrairement aux autres cas homogènes ou au modèle de référence à variabilité régionale (figure 8.23). Dans les autres cas, la perturbation de pression est majoritairement limitée à la première couche de la couverture. Les variations de perturbations de pression au toit de la couverture sont principalement liées aux variations d'épaisseur de la couverture.

L'influence de la perméabilité de la couverture serait donc minime sur les résultats en pression dans le réservoir. Néanmoins, l'effet de ce paramètre a pu être atténué par la frontière fermée au-dessus de la couverture, puisque dans le cas de forte perméabilité de la couverture, la perturbation de pression atteint le toit de la couverture.

De plus, pour les modèles hétérogènes, les perturbations de pression dans la couverture (limitées à la première couche de la couverture) se propagent principalement suivant les contours de la perméabilité du réservoir et non de la couverture. Par conséquent, l'influence de la perméabilité de la couverture serait principalement fonction de sa perméabilité verticale, affectant vraisemblablement les transferts de pression vers les aquifères sus-jacents plutôt que la pression du réservoir.

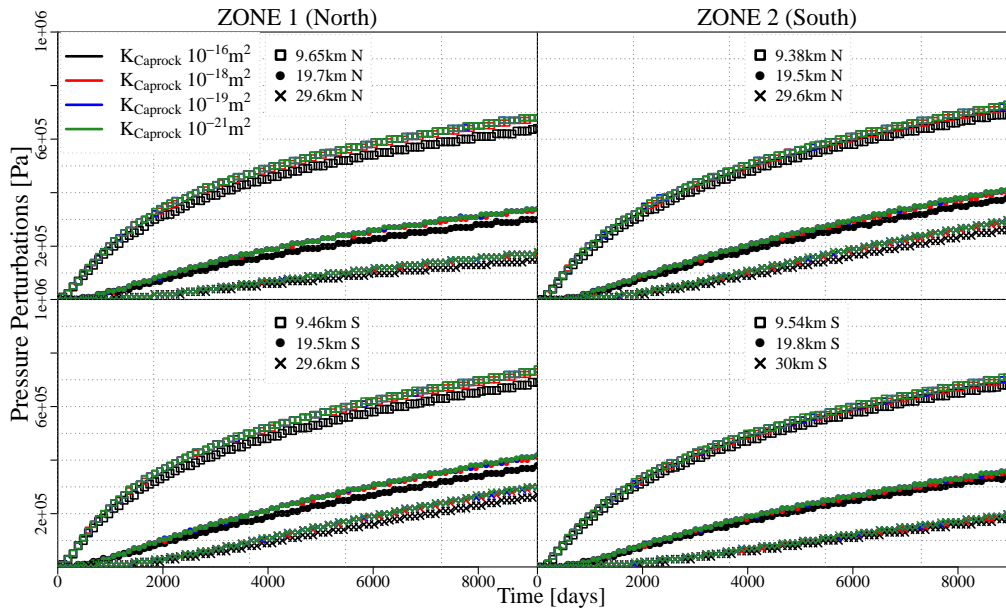


FIGURE 8.21 – Comparaison des perturbations de pression à 10, 20 et 30km au Nord et au Sud des sites d'injections (co-injection) pour différentes perméabilités de la couverture (modèle homogène).

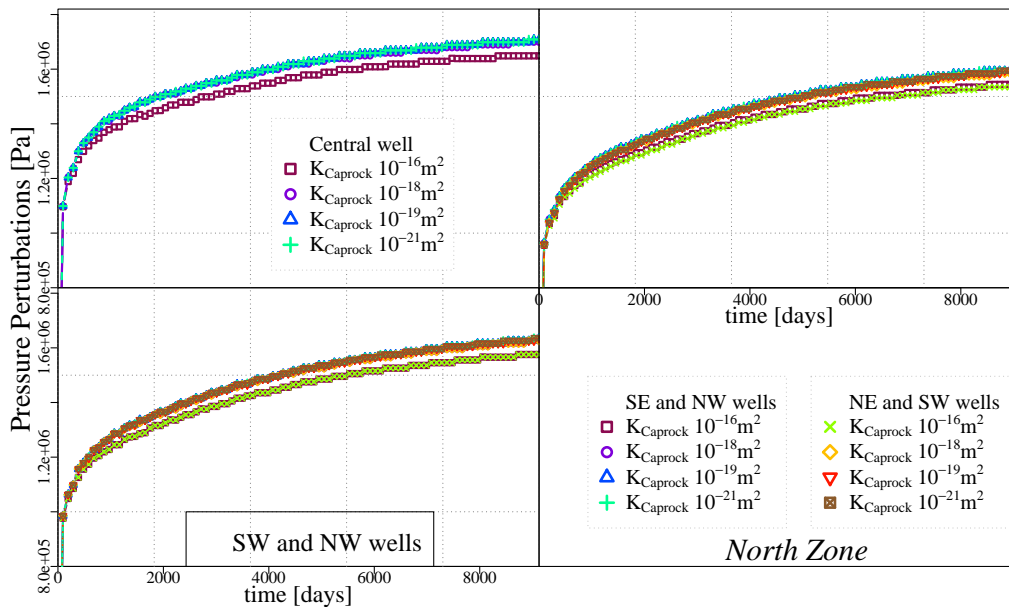


FIGURE 8.22 – Pression aux puits (co-injection des deux sites) pour différentes valeurs de perméabilité de la couverture (modèle homogène). Site Nord d'injection (comportement similaire au site Sud).

## CHAPITRE 8. SCÉNARIOS D'INJECTION DE CO<sub>2</sub> SUR LES MODÈLES À VARIABILITÉ SPATIALE RÉGIONALE

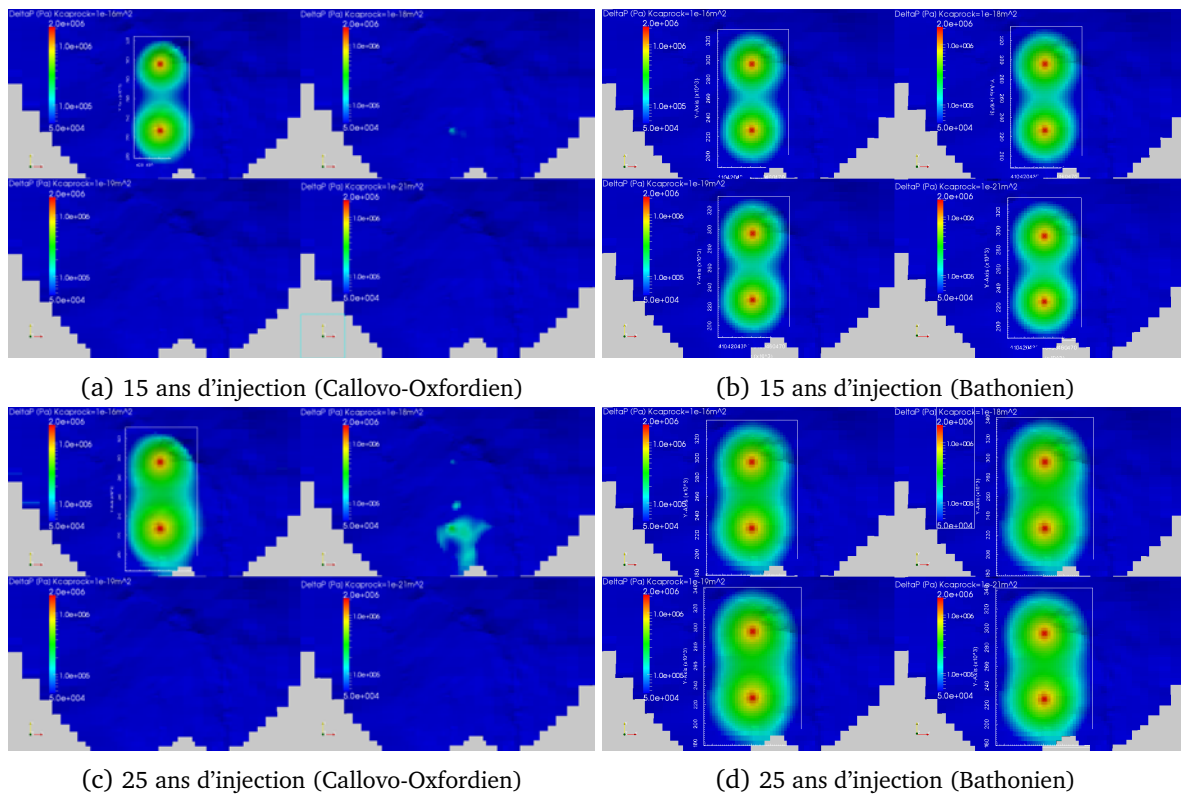


FIGURE 8.23 – Perturbations de pression à différentes périodes d'injection, co-injection aux deux sites, pour différentes valeurs de perméabilité de la couverture (modèle homogène) : perméabilité (horizontale) de  $10^{-16} \text{m}^2$ , en haut à gauche ; de  $10^{-18} \text{m}^2$ , en haut à droite ; de  $10^{-19} \text{m}^2$ , en bas à gauche ; de  $10^{-21} \text{m}^2$ , en bas à droite. Figures numérotées à gauche : Callovo-Oxfordien, à droite : Bathonien.

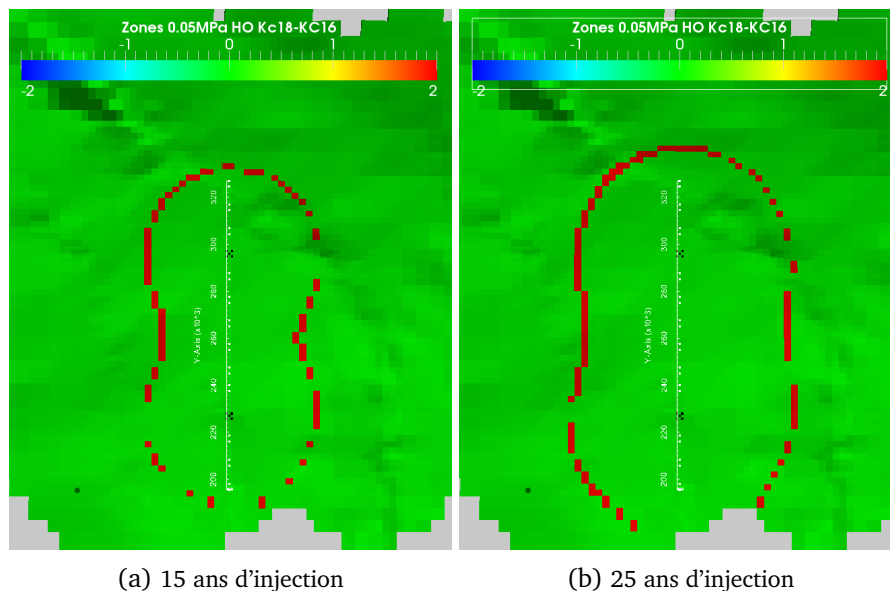


FIGURE 8.24 – Comparaison des zones de propagation de perturbations de pression seuilées à 0.05MPa dans le Bathonien, pour différentes valeurs de perméabilité de la couverture (modèle homogène) : de  $10^{-16} \text{m}^2$  et de  $10^{-18} \text{m}^2$  (horizontale). En rouge : zone de perturbation du modèle de  $10^{-18} \text{m}^2$ , non perturbée dans le scénario de perméabilité de couverture plus élevée.

## Chapitre 9

# Simulations d'injection de CO<sub>2</sub> sur les réalisations du modèle à variabilité latérale et verticale de perméabilité

Dans ce chapitre, nous examinons l'influence de la variabilité spatiale locale sur la propagation des perturbations de pression à l'échelle régionale, pour une période d'injection de plusieurs dizaines d'années. Quelles en seront les conséquences sur les interférences entre sites, sur l'extension de la zone de surveillance et sur le potentiel de stockage de la formation ?

La simulation d'écoulement diphasique n'étant pas réalisable sur toutes les réalisations du champ de perméabilité pour des temps de calcul raisonnables<sup>1</sup>, l'approche monophasique est utilisée pour sélectionner des réalisations représentatives des propriétés statistiques de l'ensemble des 100 réalisations (cf. chapitre 6). La simulation monophasique sur l'ensemble des réalisations est limitée à 20 ans d'injection tandis que la simulation diphasique est effectuée sur les réalisations sélectionnées, avec une période d'injection de 25 ans.

Contrairement aux modèles 2D, il n'est pas possible de comparer les résultats diphasiques du sous-ensemble à ceux, diphasiques, de l'ensemble des réalisations. La comparaison sera toutefois effectuée sur les résultats des simulations monophasiques.

Par la suite, le modèle de variabilité spatiale, latérale et verticale, à l'échelle locale sera appelé modèle de variabilité spatiale locale (ou "modèle local") pour le distinguer du modèle de variabilité spatiale régionale (ou "modèle régional").

### 9.1 Approche monophasique

Pour obtenir des taux d'injection équivalents en eau entre simulation diphasique et monophasique, les taux d'injection sont calculés à partir des résultats de simulation sur le modèle de variabilité régionale de perméabilité. La comparaison des résultats des simulations monophasique et diphasique pour ce type de modèle permet d'évaluer la précision de l'approche monophasique.

---

1. Avec la version parallélisée de TOUGH2 (TOUGH2-MP), et 40 processeurs par simulation, la durée totale des simulations diphasiques sur les 100 réalisations du modèle local serait supérieure à un an contre quelques jours en simulation monophasique



### 9.1.1 Vérification des résultats de simulation monophasique sur le modèle à variabilité régionale de perméabilité

Les taux d'injection équivalents sont calculés à partir des scénarios d'injection individuelle au puits central dans chaque zone d'injection. Les interférences entre puits d'un même site ne sont donc pas prises en compte pour le calcul. Pour les deux scénarios (injection zone Nord ou injection zone Sud), le puits injecte 0.188kgCO<sub>2</sub>/s pendant 25 ans, taux qui doit être converti en débit équivalent en eau.

La formule de calcul proposée par Nicot [1] est utilisée (chapitre 1, équation 1.10, page 21). Le taux d'injection équivalent en eau dépend des conditions de pression puisque la masse volumique, la compressibilité et la viscosité des fluides en dépendent, la température étant supposée constante. Par conséquent, bien que la même quantité de CO<sub>2</sub> soit injectée aux deux sites, on obtient pour chacun des taux d'injection d'eau différents car ils sont à des profondeurs différentes et donc à des conditions de pression différentes. Pour le site Nord, à une profondeur d'environ 2000m, on obtient un taux d'injection de 2.43kgH<sub>2</sub>O/s et pour le site Sud, à une profondeur moindre d'environ 1750m, le taux d'injection équivalent est de 2.53kgH<sub>2</sub>O/s.

Les résultats des simulations monophasique et diphasique sont comparés pour les scénarios d'injection individuelle (un puits vertical pour l'un des deux sites) (figure 9.1), et le scénario de co-injection par les deux sites (avec 5 puits verticaux pour chacun des sites). Dans tous les cas, l'augmentation de pression au puits est surestimée par la simulation monophasique (figures 9.1 et 9.2). La perturbation de pression est mesurée au fond du puits mais la surestimation de la simulation monophasique est observée tout le long du puits.

Pour les scénarios d'injection individuelle, à 1.5km des puits, les perturbations de pression obtenues par les deux types de simulation sont similaires au cours de l'injection. En revanche, pour le scénario de co-injection, les perturbations de pression sont plus élevées dans le cas diphasique que monophasique dans la zone à proximité des puits (figure 9.3) et jusqu'à plusieurs kilomètres des puits (à 10km sur la figure 9.4), en particulier au toit du réservoir. En fonction des propagations de pression, et de la proximité entre puits, ces différences pourraient conduire à des amplitudes d'interférences moins importantes en monophasique qu'en diphasique.

Toutefois pour des distances aux points d'injection d'environ 30km, les perturbations de pression sont similaires dans les deux cas (figure 9.4) et l'extension des faibles perturbations de pression (extension loin du puits), contrainte par la variabilité régionale de perméabilité, est quasiment identique.

Les principales différences entre simulations monophasique et diphasique sont donc liées à l'augmentation de pression aux points d'injection et à proximité, comme constaté au chapitre 6 et par Nicot [1].

## CHAPITRE 9. SIMULATIONS D'INJECTION DE CO<sub>2</sub> SUR LES RÉALISATIONS DU MODÈLE À VARIABILITÉ LATÉRALE ET VERTICALE DE PERMÉABILITÉ

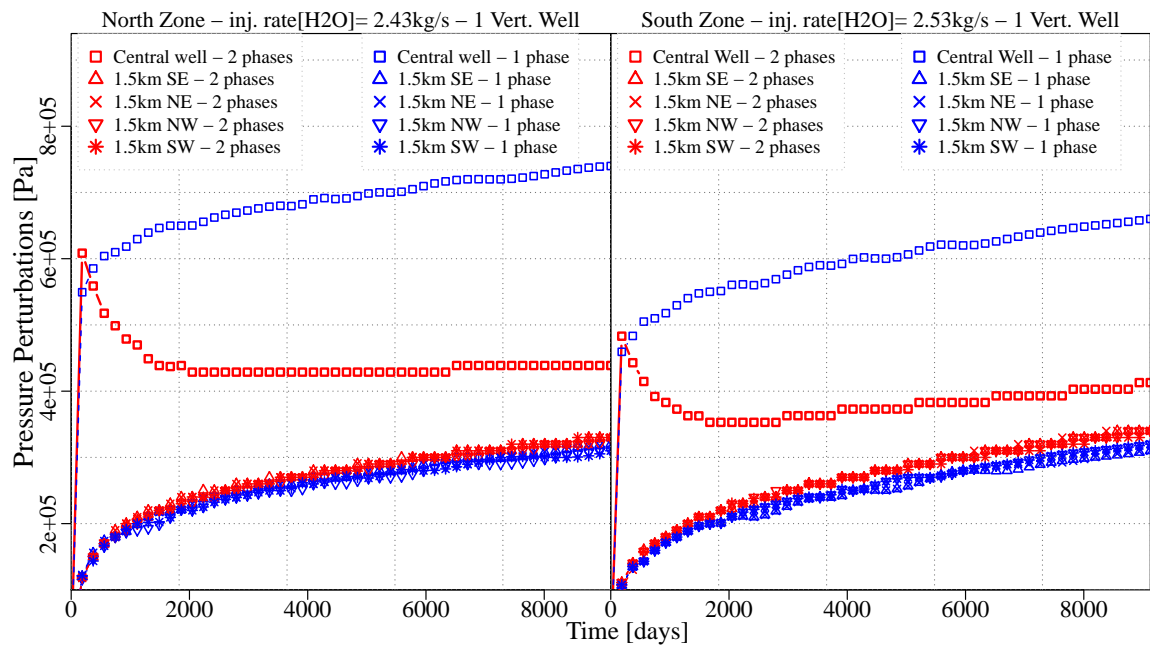


FIGURE 9.1 – Perturbations de pression aux puits en fonction du temps, pour les scénarios d'injection uniquement au puits central du site Nord (à gauche) et au puits central du site Sud (à droite). Les distances à 1.5km correspondent aux emplacements des puits périphériques qui, dans ce cas, n'injectent pas. Simulation diphasique en rouge et simulation monophasique en bleu. Modèle de variabilité régionale de perméabilité. Pour tous les graphiques de pression en fonction du temps, l'intervalle entre deux traits pointillés verticaux représente une période de 5 ans.

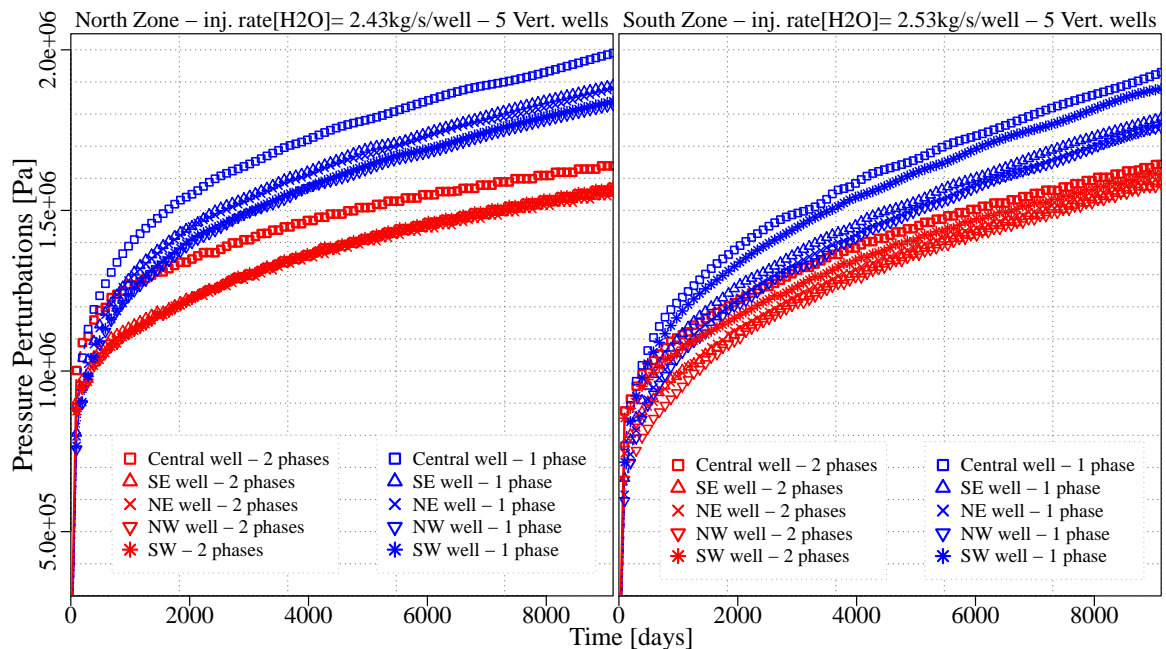


FIGURE 9.2 – Perturbations de pression aux puits, pour le scénario de co-injection aux deux sites d'injection (5 puits chacun), par simulation diphasique (rouge) ou monophasique (bleu). Modèle de variabilité régionale de perméabilité.

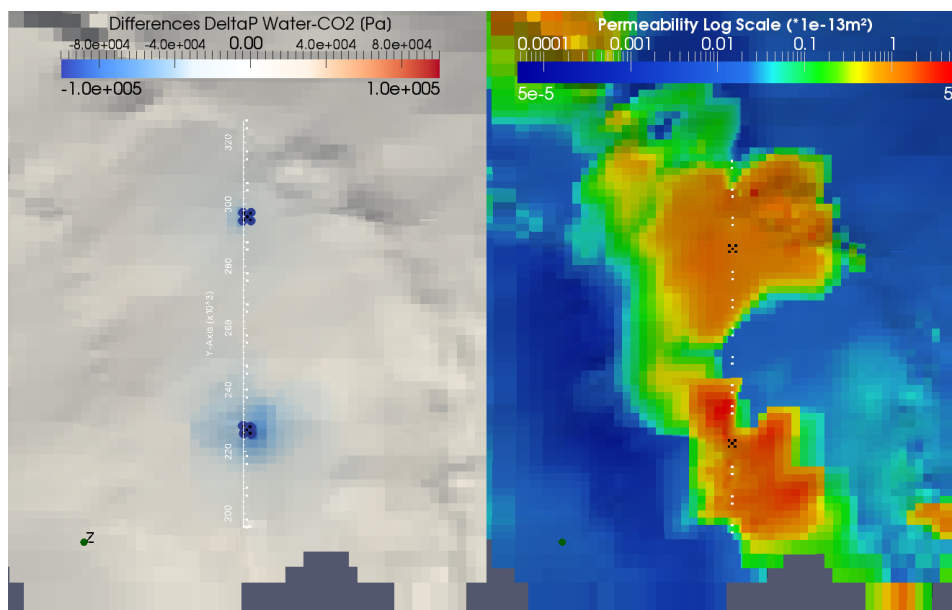


FIGURE 9.3 – Différences de perturbations de pression après 25 ans d'injection : entre simulation monophasique et simulation diphasique (à gauche). On rappelle, à droite, le champ de perméabilité du modèle de variabilité régionale. Scénario de co-injection par les deux sites (à gauche). Au maximum, la simulation monophasique surestime la perturbation de pression au fond du puits de 0.35MPa et la sous-estimation maximum de la perturbation de pression à proximité du puits (contour du panache de CO<sub>2</sub>) est de 0.225MPa. Modèle de variabilité régionale de perméabilité.

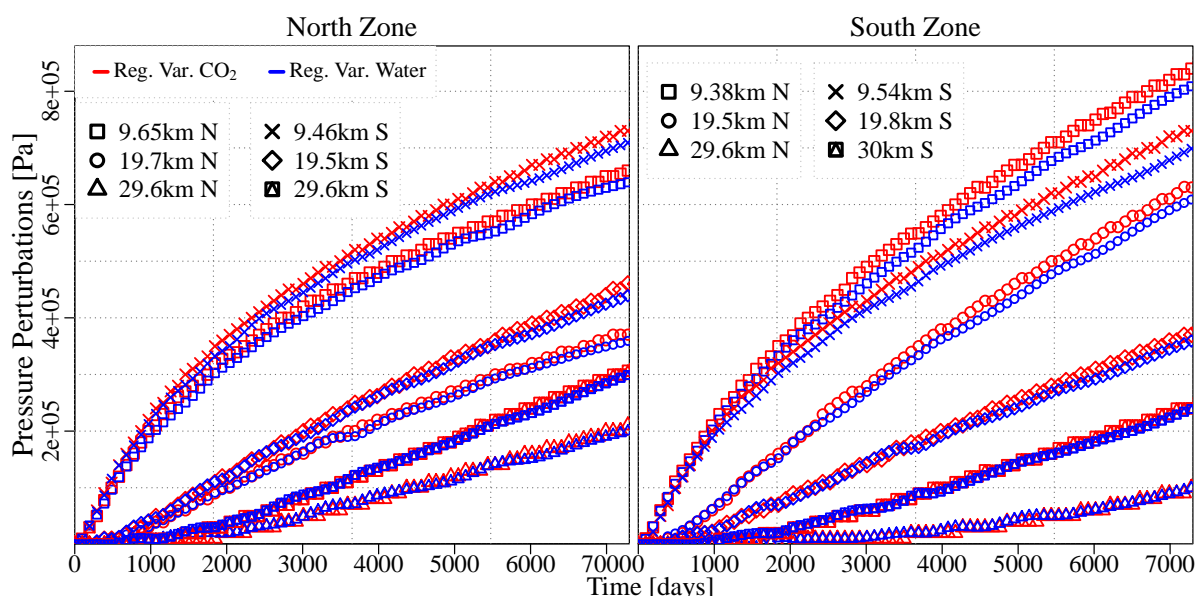


FIGURE 9.4 – Perturbations de pression à environ 10, 20 et 30km au Nord et au Sud des sites d'injection par simulation diphasique (rouge) ou monophasique (bleu). Co-injection aux deux sites d'injection (5 puits chacun). Modèle de variabilité régionale de perméabilité.

### 9.1.2 Simulation monophasique sur les réalisations du modèle de perméabilité à variabilité spatiale locale

Ici, le scénario étudié est celui de la co-injection pendant 20 ans (monophasique) ou 25 ans (diphasique), avec 5 puits verticaux pour chacun des sites, et un taux d'injection de 3.56MtCO<sub>2</sub> par an et par site. Les résultats de simulation monophasique sur les réalisations du modèle local sont comparés à ceux de la simulation diphasique sur le modèle régional. Les différences entre simulations monophasique et diphasique pour le modèle de variabilité spatiale locale seront évaluées pour les réalisations sélectionnées au paragraphe suivant.

Comme pour le modèle à variabilité régionale précédent, les propriétés statistiques des résultats en pression des réalisations dépendent de la variabilité spatiale de la perméabilité : les contours des perturbations de pression sont contraints par les zones de fortes perméabilités du modèle source (figure 9.5) et sont donc nettement distincts des contours obtenus avec le modèle homogène (présenté au chapitre 8).

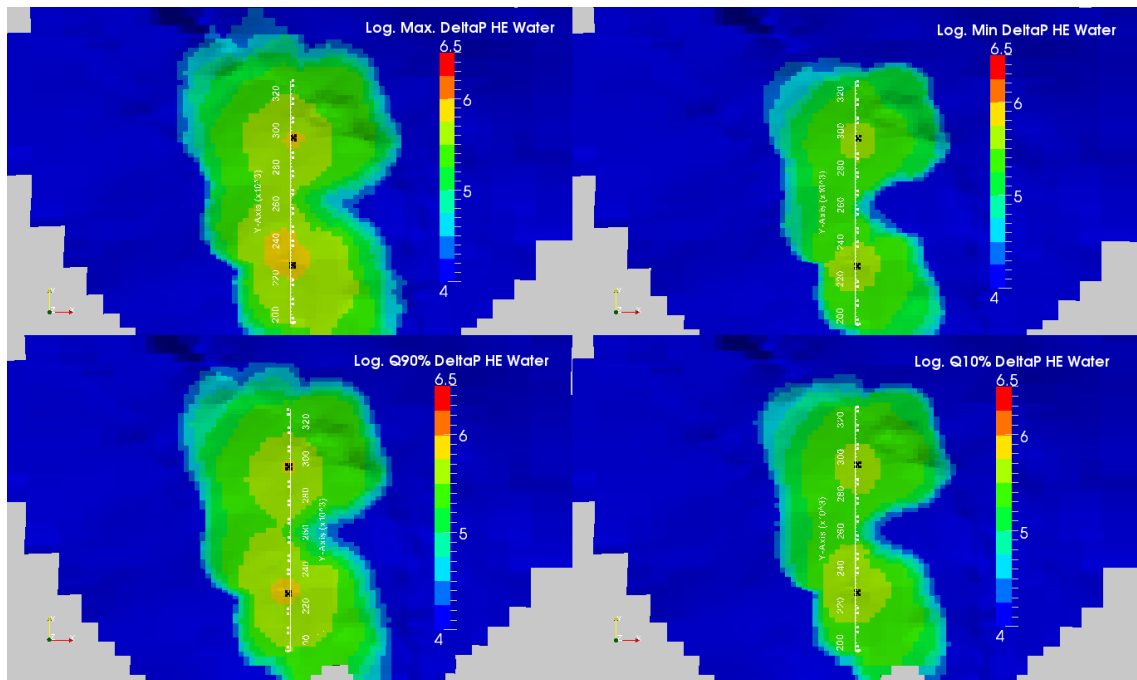


FIGURE 9.5 – Maximum (en haut, à gauche), minimum (en haut, à droite), quantiles 90% (en bas, à gauche) et 10% (en bas, à droite) des log. des perturbations de pression (en Pa) à 20 ans d'injection obtenues par simulation monophasique sur les 100 réalisations du modèle local. Scénario de co-injection par les deux sites. L'échelle est identique en X et en Y avec l'axe Y est gradué en kilomètre (x10<sup>3</sup> m) pour toutes les figures.

D'après la figure 9.6, pour une période d'injection de 20 ans, les résultats de propagation de pression dépendent des réalisations : les différences entre minimum et maximum atteignent plus de 0.1MPa (1bar) sur la majorité du domaine perturbé alors que les résultats maximums y sont globalement compris entre 0.2MPa et 1MPa (hors zone d'injection), soit des variations comprises entre 50% et 10%. La dispersion des résultats (différence entre minimum et maximum du modèle local) aux puits est comprise entre 1.5MPa et 2.5MPa, et 80% des résultats sont compris dans un intervalle de 0.5MPa ; la valeur moyenne d'augmentation de pression au

puits est inférieure à 1MPa (figure 9.8).

La variabilité locale de la perméabilité influence significativement la propagation des perturbations de pression à l'échelle régionale, puisqu'après 20 ans d'injection, les valeurs maximums de perturbations de pression à 30km des points d'injection sont en majorité supérieures aux minimums de perturbations de pression à 10km (figure 9.7). Ainsi, la dispersion des résultats de propagation de perturbations est de l'ordre de plusieurs dizaines de kilomètres. Au maximum, les perturbations de pression de 0.05MPa se propagent sur environ 115km en Est-Ouest et 175km en Nord-Sud, contre 90km en Est-Ouest et 155km en Nord-Sud pour le minimum (figure 9.5). Pour des perturbations de pression plus élevées, les différences sont encore plus marquées : pour les résultats maximums, les perturbations de pression de 0.5MPa s'étendent, dans la zone Sud, sur environ 27.5 km en Est-Ouest et 39.5km en Nord-Sud et dans la zone Nord sur 16 et 14km en Est-Ouest et Nord-Sud, respectivement. Pour les résultats minimums, cette valeur de perturbation de pression n'est pas atteinte dans la zone Nord et est limitée à la zone d'injection pour le site Sud.

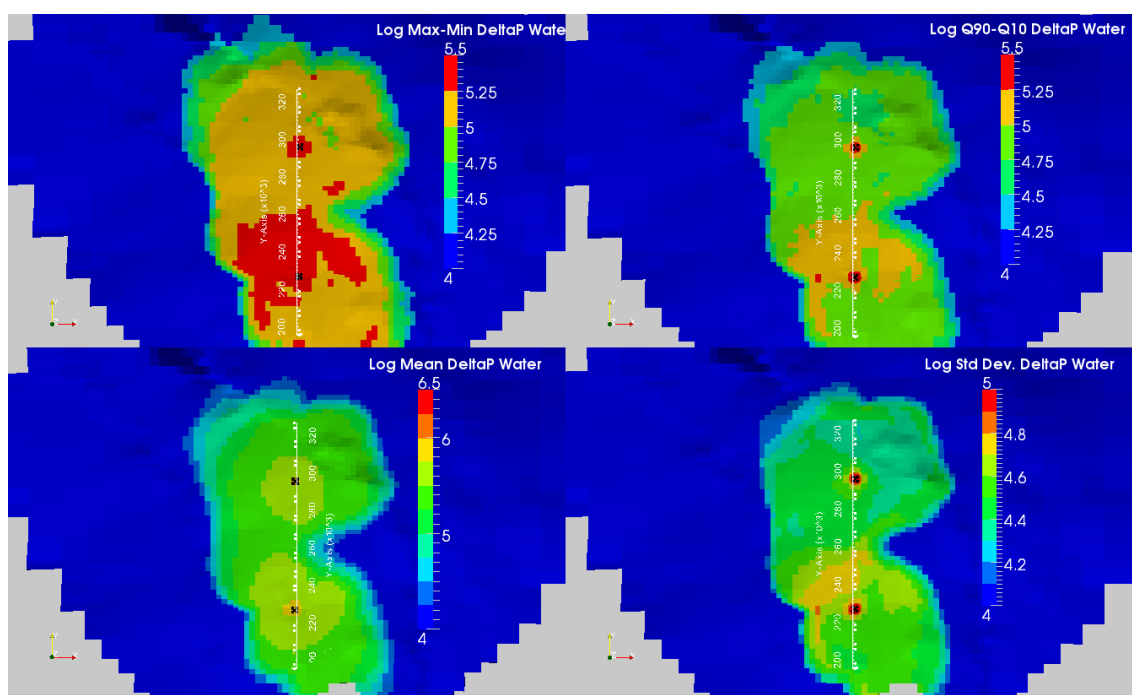


FIGURE 9.6 – Dispersion (différences entre résultats max. et min., respectivement, en haut, à gauche), différences des résultats entre quantiles 90% et 10% (en haut, à droite), moyenne (en bas, à gauche) et écart-type (en bas, à droite) des log. des perturbations de pression (en Pa) à 20 ans d'injection obtenues par simulation monophasique sur les 100 réalisations de variabilité spatiale de perméabilité. Scénario de co-injection par les deux sites.

La zone où les incertitudes sont les plus fortes (i.e. dispersion des résultats et écarts-types les plus importants, figure 9.6), en dehors des points d'injection, se trouve au nord et nord-ouest de la zone d'injection Sud. Elle correspond à la zone d'interférences entre sites décrite au chapitre précédent et à la zone où l'étendue des fortes perméabilités est restreinte dans la direction Est-Ouest ("goulot" de perméabilité, cf. le modèle source qui contraint les valeurs de perméabilités des réalisations, chapitre 7).

Suivant les réalisations, les deux zones d'injection sont plus ou moins bien connectées (cf.

l'exemple des deux réalisations au chapitre 7), et en fonction de cette connectivité, les résultats en pression varieront fortement. Les variations sont plus importantes dans la zone Sud car étant plus proche de zones de faibles perméabilités, la dissipation de la perturbation de pression dépend de cette connectivité.

Dans le cas de deux projets, cette zone de fortes incertitudes en terme de pression correspond donc à une zone stratégique pour la caractérisation de la variabilité spatiale de la perméabilité. Il en est de même dans le cas d'injection uniquement dans la zone Sud,

Par comparaison avec le modèle régional, les faibles perturbations de pression peuvent se propager nettement plus loin dans le cas du modèle local puisque la zone minimum de propagation de perturbation seuillée à 0.05MPa correspond quasiment à celle du modèle régional (figure 9.9, différences d'extension par rapport au maximum de 20 à 25km). Par contre, les zones de propagation des perturbations de pression plus élevées sont plus étendues pour le modèle régional. Ainsi, à 10km des points d'injection, les perturbations de pression du modèle local sont toujours inférieures à celle du modèle régional (figure 9.7), et inversement à 30km des points d'injection.

Ces différences s'expliquent, en partie, par la valeur moyenne du champ de perméabilité des réalisations du modèle local qui correspond au champ de perméabilité du modèle source multiplié par  $1.62 \cdot 10^{-2}$  ou par  $4.99 \cdot 10^{-2}$  (moyennes géométrique et arithmétique, respectivement) alors que, pour le modèle régional, les valeurs de modèle source ont été divisées arbitrairement par 100. Donc, en moyenne, les perméabilités du modèle local sont supérieures à celles du modèle régional. Les différences entre ces deux types de modèle illustrent plutôt les effets des incertitudes relatives aux valeurs moyennes du champ de perméabilité. Cela explique également que 90% des résultats de perturbations de pression aux puits du modèle de variabilité locale soient inférieurs à celles du modèle de variabilité régionale (figure 9.8). Néanmoins, à cause de la variabilité locale de la perméabilité, les valeurs maximums de perturbations de pression au puits en simulation monophasique sont supérieures à celles obtenues par le modèle régional.

CHAPITRE 9. SIMULATIONS D'INJECTION DE CO<sub>2</sub> SUR LES RÉALISATIONS DU MODÈLE À VARIABILITÉ LATÉRALE ET VERTICALE DE PERMÉABILITÉ

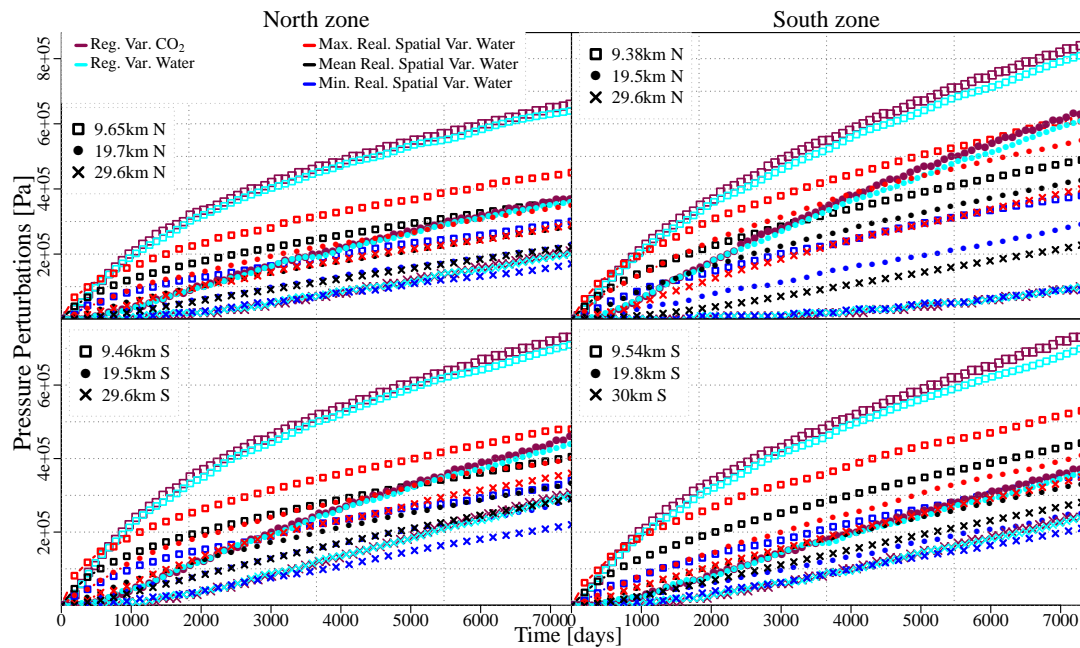


FIGURE 9.7 – Perturbations de pression à environ 10, 20 et 30 km au nord et au sud des sites d'injection pour le modèle de variabilité régionale de perméabilité (diphase : violet, monophasique : turquoise) et propriétés statistiques des perturbations de pression par simulation monophasique sur les 100 réalisations du modèle de variabilité locale. Scénario de co-injection par cinq puits pour chacun des sites d'injection (20 ans).

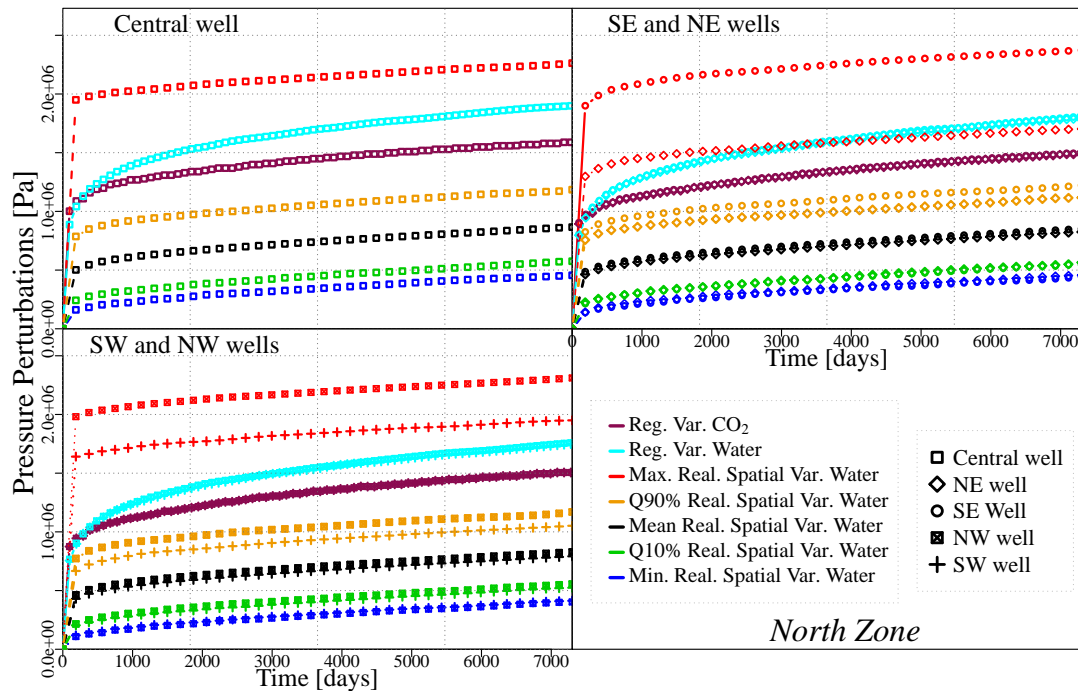
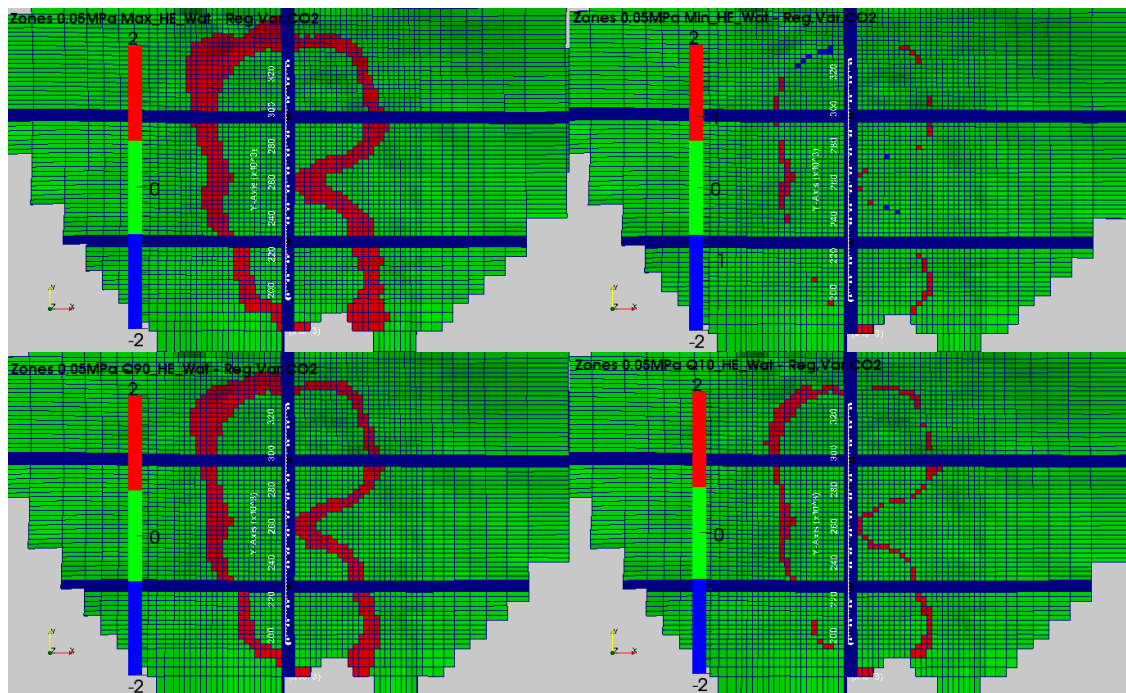
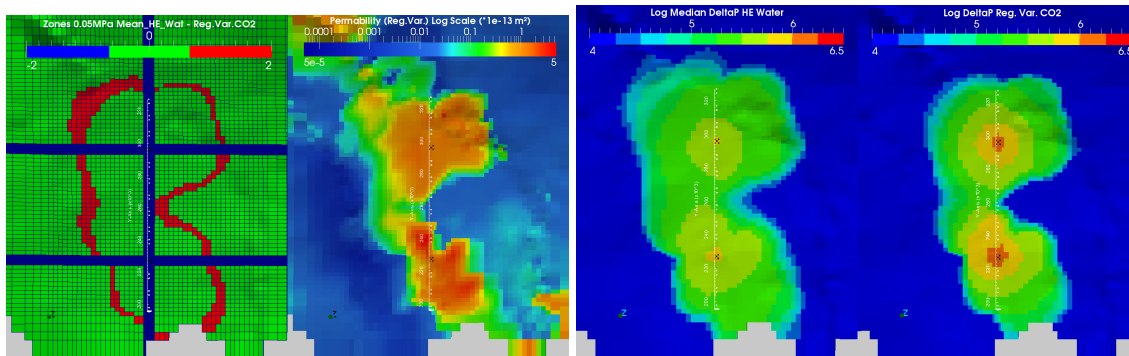


FIGURE 9.8 – Perturbations de pression aux puits (ici site Nord, le comportement est similaire au site Sud) pour le modèle de variabilité régionale de perméabilité (diphase : violet, monophasique : turquoise) et propriétés statistiques des perturbations de pression par simulation monophasique sur les 100 réalisations du modèle de variabilité locale. Scénario de co-injection par cinq puits pour chacun des sites d'injection (20 ans).



(a) Comparaison des zones de perturbations de pression de 0.05MPa du maximum (en haut, à gauche), du minimum (en haut, à droite), des quantiles 90% (en bas, à gauche) et 10% (en bas, à droite) des simulations monophasiques sur les 100 réalisations par rapport à la simulation diphasique sur le modèle de variabilité régionale. En rouge, lorsque la zone n'est perturbée que pour les réalisations du modèle local et réciproquement pour les cellules en bleu.



(b) Zone de perturbations de pression de 0.05MPa (à gauche) des résultats moyens des simulations monophasiques sur les 100 réalisations monophasiques sur les 100 réalisations comparée à celle de la simulation diphasique sur le modèle de variabilité régionale. (à droite), hormis pour la zone à supérieure à 1MPa les résultats sur le modèle régional des simulations monophasique et diphasique sont équivalents.

FIGURE 9.9 – Comparaison des résultats en pression (en Pa). Simulations monophasiques sur les 100 réalisations du modèle local et simulation diphasique sur le modèle régional. Scénario de co-injection par les deux sites pendant 20 ans.



## 9.2 Sélection de réalisations

Les réalisations sont sélectionnées à partir des résultats des simulations monophasiques à la fin de la période d'injection de 20 ans, par la méthode "distance-based" décrites dans le chapitre 6. Seulement huit réalisations sont sélectionnées du fait des temps de calcul. Ces réalisations correspondent à des groupes de réalisations de cardinaux différents (de 4 réalisations à 16 réalisations par groupe) et par conséquent, les propriétés statistiques, calculées à partir de la sélection, ont été pondérées par ces cardinaux (cf. chapitre 6).

Les quantiles 90% et 10% de perturbations de pression, obtenus à partir de la sélection de réalisations sont similaires ou proches de ceux obtenus avec l'ensemble des réalisations, que ce soit sur l'ensemble du domaine (figure 9.10), sur les perturbations de pression à 10, 20 ou 30 km des puits (figure 9.15) ou pour la majorité des pressions aux puits (figure 9.14). Les différences entre zones de propagation des perturbations de pression seuillées à 0.05MPa des deux ensembles sont négligeables pour le quantile 90% (figure 9.13). Pour la zone des perturbations de pression seuillées à 0.5MPa, les différences sont essentiellement dans la zone Sud : de l'ordre de plusieurs kilomètres (de 3 à 5km, sachant que l'extension latérale pour le quantile 90% de la sélection est d'une vingtaine de kilomètres).

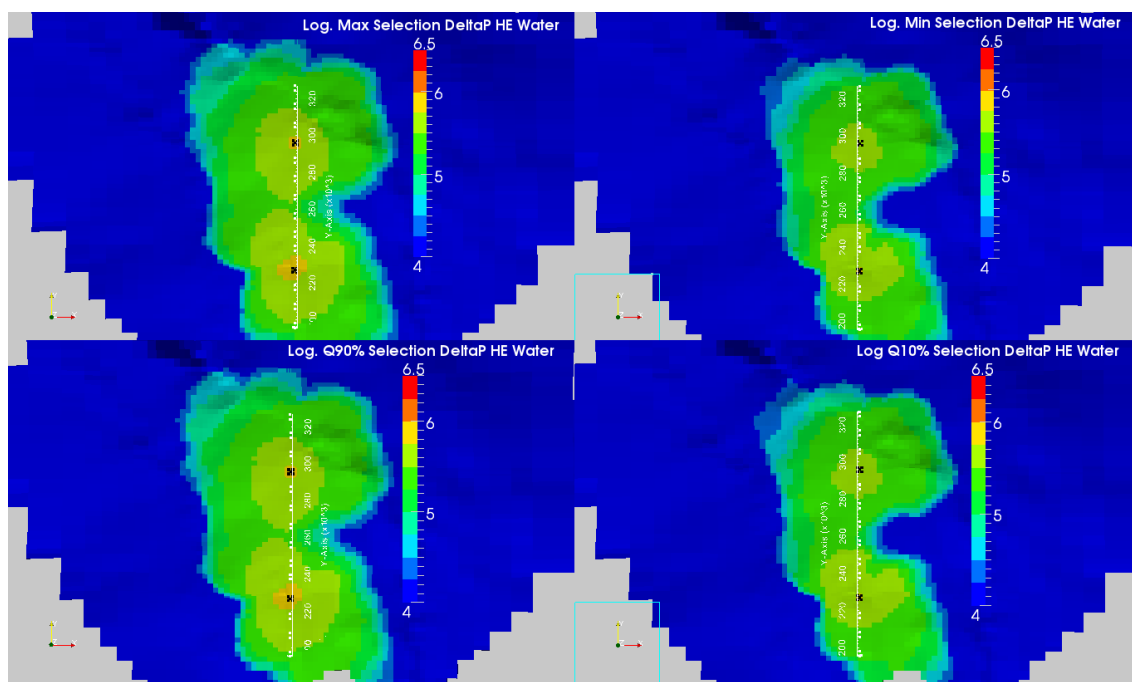


FIGURE 9.10 – Maximum (en haut, à gauche), minimum (en haut, à droite), quantiles 90% (en bas, à gauche) et 10% (en bas, à droite) des log. des perturbations de pression (en Pa) à 20 ans d'injection obtenues par simulation monophasique sur la sélection de réalisations de variabilité spatiale de perméabilité

En revanche, les résultats maximums et minimums de la sélection diffèrent de ceux de l'ensemble des réalisations (figure 9.12). Les résultats maximum, minimum de la sélection sont quasiment identiques à ceux des quantiles 90% et 10% (figure 9.10). Une des réalisations sélectionnées, représentant l'équivalent de 4 réalisations sur 100 (les autres représentent au

moins 11 réalisations), est à l'origine des quelques différences entre le quantile 90% et maximum ou entre le quantile 10% et le minimum, en particulier pour la réponse aux puits dans la zone Sud (figure 9.14).

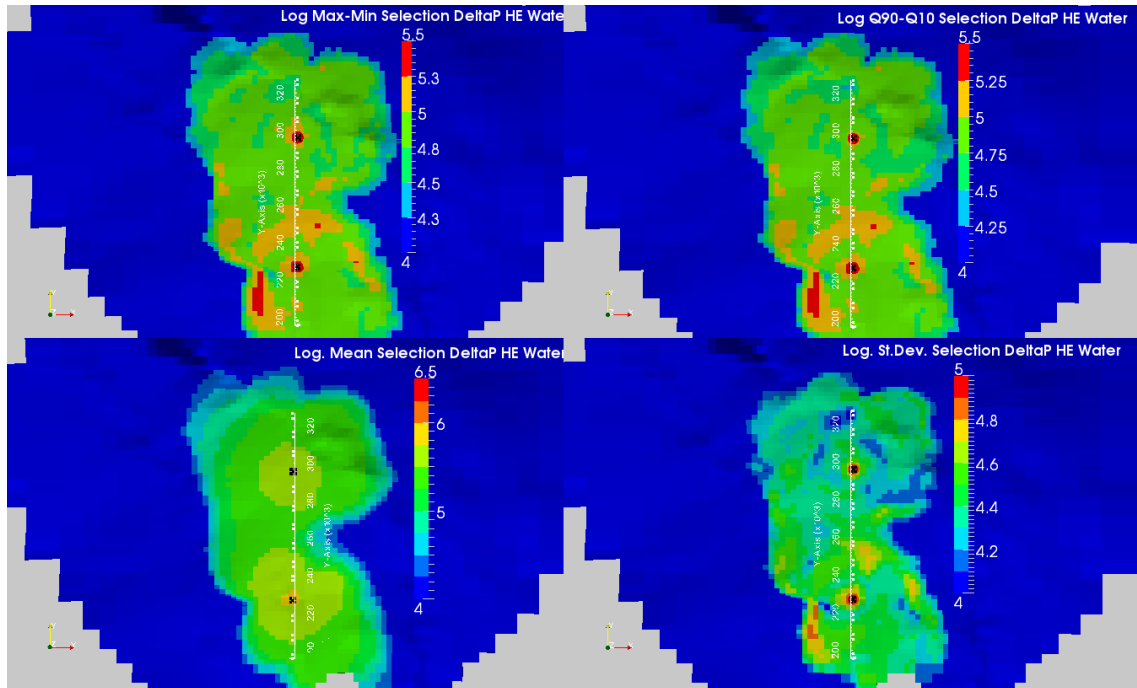


FIGURE 9.11 – Dispersion (différences entre résultats max. et min., en haut, à gauche), différences des résultats entre quantiles 90% et 10%, moyenne (en haut, à droite) et écart-type (en bas, à droite) des log. des perturbations de pression (en Pa) à 20 ans d'injection obtenues par simulation monophasique sur la sélection de réalisations de variabilité spatiale de perméabilité.

Si la sélection ne permet pas de retrouver la dispersion des résultats de l'ensemble exhaustif, elle rend compte de la dispersion des résultats de 80% des réalisations. De plus, la sélection permet de distinguer la même zone de fortes incertitudes de la réponse en pression, résultant de la variabilité locale de perméabilité, que l'ensemble des réalisations (figure 9.11). En effet, au nord et à l'ouest de la zone Sud d'injection, la dispersion des résultats des quantiles (90% et 10%) et les écarts-types sont localement plus élevés que sur le reste du domaine, pour la sélection comme pour l'ensemble des réalisations.

Enfin, la sélection donne également des résultats moyens équivalents à ceux des 100 réalisations, avec des différences négligeables sur l'ensemble du domaine (figure 9.12) ainsi que pour les perturbations de pression loin des puits (figure 9.15) et des différences faibles aux puits (figure 9.14).

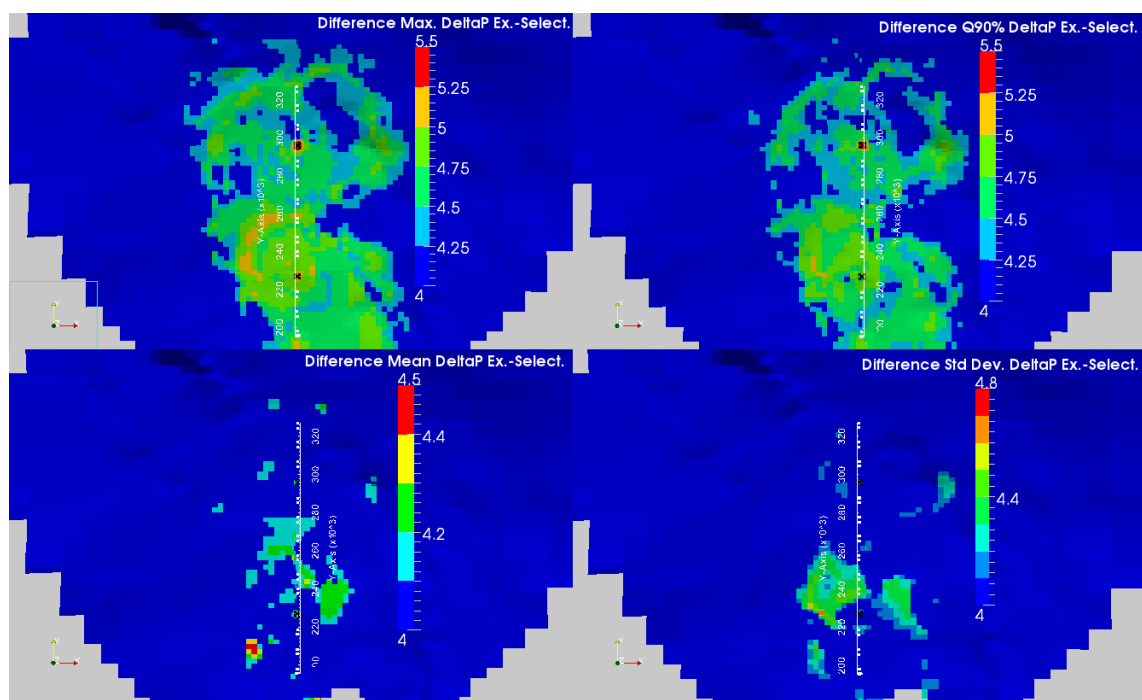


FIGURE 9.12 – Ecart entre résultats de perturbations de pression (en Pa) de la sélection et de l'ensemble exhaustif des réalisations de variabilité spatiale locale de perméabilité pour le maximum (en haut, à gauche), pour le quantile 90% (en haut à droite), pour la moyenne (en bas, à gauche) et pour les écarts-types (en bas, à droite) à 20 ans d'injection obtenus par simulation monophasique. Scénario de co-injection par les deux sites.

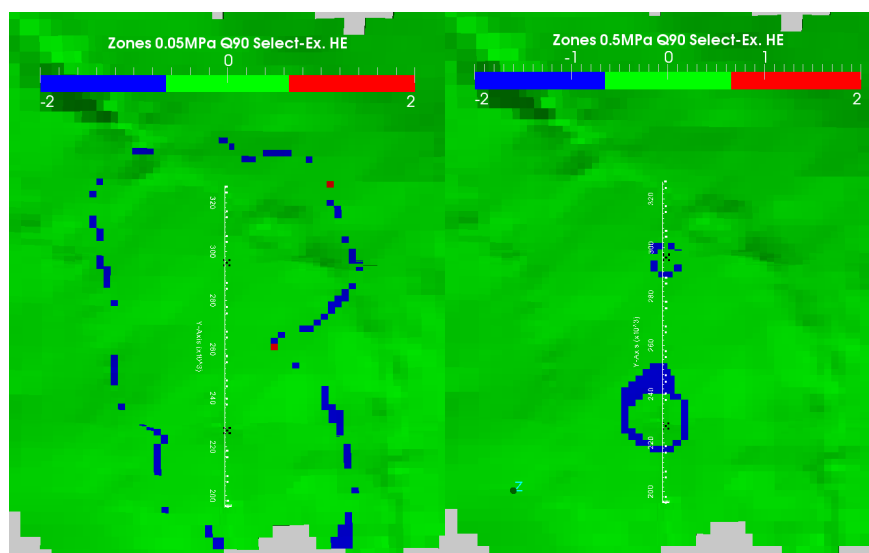


FIGURE 9.13 – Comparaison des zones de perturbations de pression seuillées à 0.05MPa (à gauche) et à 0.5MPa (à droite) pour les quantiles de 90% obtenus pour l'ensemble exhaustif des réalisations (100 réalisations) ou uniquement pour la sélection de réalisations (8 réalisations). En bleu, zone perturbée uniquement pour l'ensemble exhaustif de réalisations.

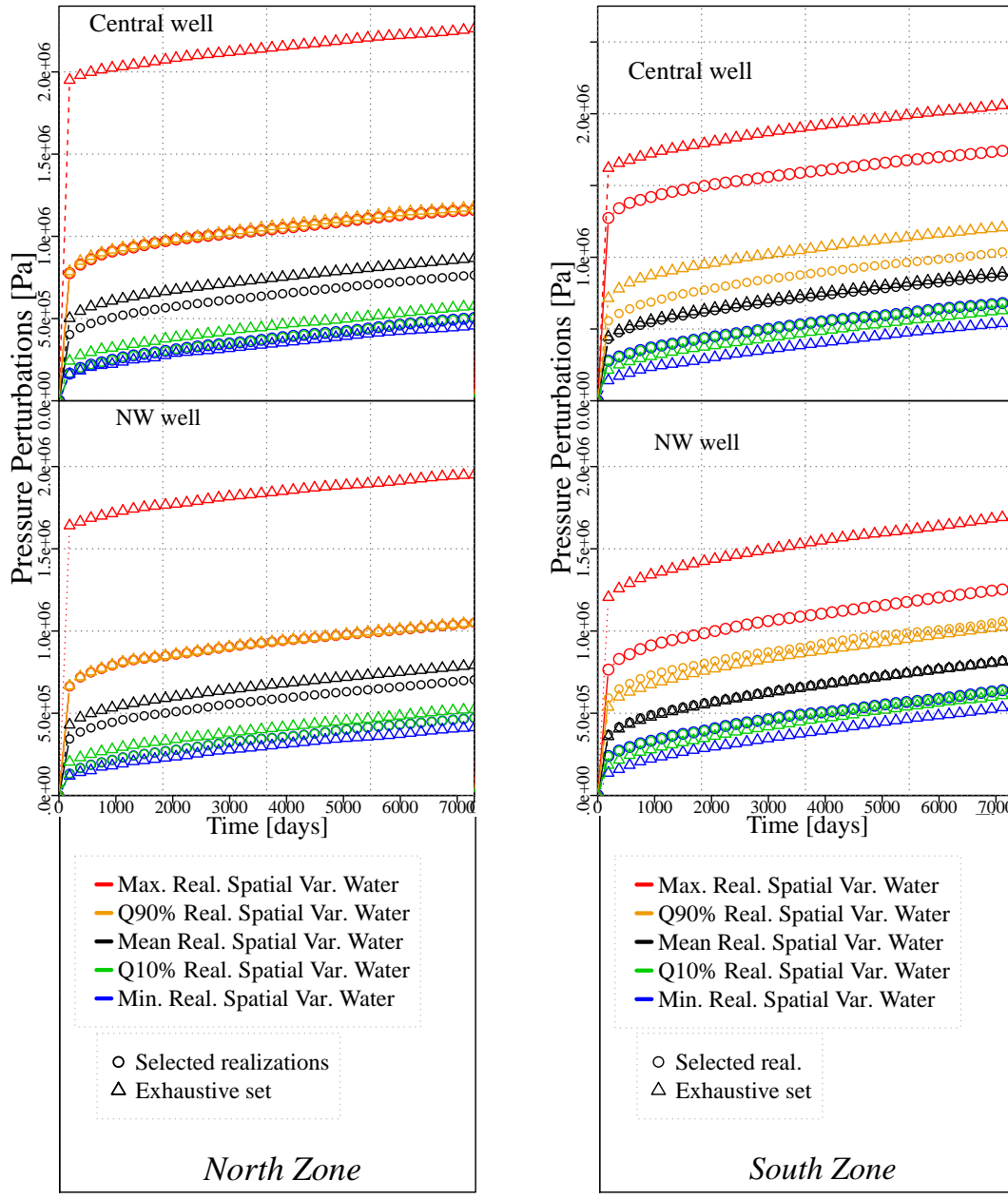


FIGURE 9.14 – Propriétés statistiques des perturbations de pression aux puits ; réalisations sélectionnées et ensemble des réalisations. Exemples pour deux puits (central et Nord-Est) à chacun des deux sites. Simulation monophasique du scénario de co-injection des deux sites pendant 20 ans.

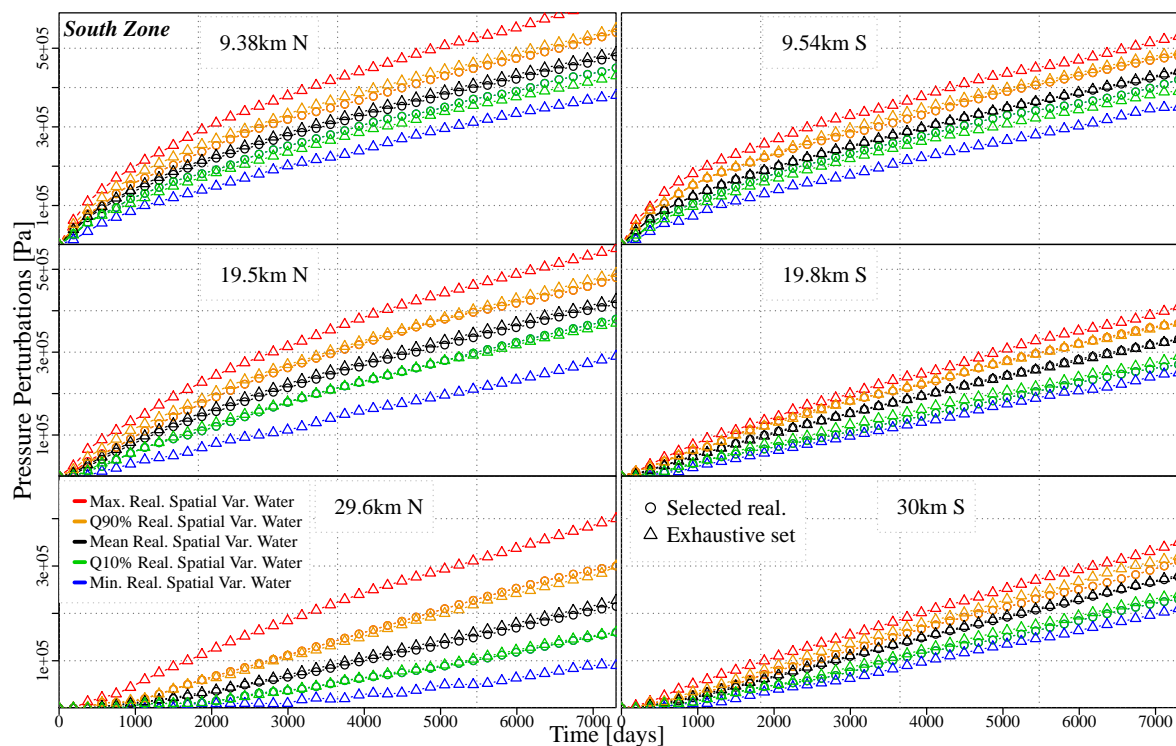


FIGURE 9.15 – Propriétés statistiques des perturbations de pression à environ 10, 20 et 30 km au nord et au sud du site d'injection Sud ; réalisations sélectionnées et ensemble des réalisations. Simulation monophasique du scénario de co-injection des deux sites pendant 20 ans.

### 9.3 Simulation diphasique sur la sélection de réalisations

L'analyse est faite d'une part sur quelques réalisations sélectionnées<sup>2</sup> pour identifier spécifiquement les effets de la variabilité locale de perméabilité sur la réponse du système.

D'autre part, les propriétés statistiques provenant des simulations diphasiques sur les réalisations du modèle local sont comparées aux résultats de simulation monophasique sur la sélection et de simulation diphasique sur le modèle régional pour évaluer globalement l'influence de la variabilité locale de la perméabilité.

#### 9.3.1 Analyse sur les réalisations

La variabilité locale a une influence non-négligeable puisque les zones de propagation sont distinctes en fonction des réalisations (figures 9.16 et 9.18). Ainsi, la propagation des perturbations de pression suit les contraintes de perméabilité locales, rejoignant les zones de forte perméabilité et contournant celles de faibles perméabilité. Les variations de propagations de pression entre réalisations, et donc les variations potentielles d'interférences, sont explicitement associées aux différentes variations locales de perméabilité. Par exemple, si on examine les vues en coupes Nord-Sud (figures 9.16b et 9.17b), la propagation de pression vers le nord depuis le site Sud est plus limitée pour la réalisation B que pour la réalisation A puisqu'entre 270 et 240km les perméabilités de la réalisation B sont nettement plus faibles qu'en A.

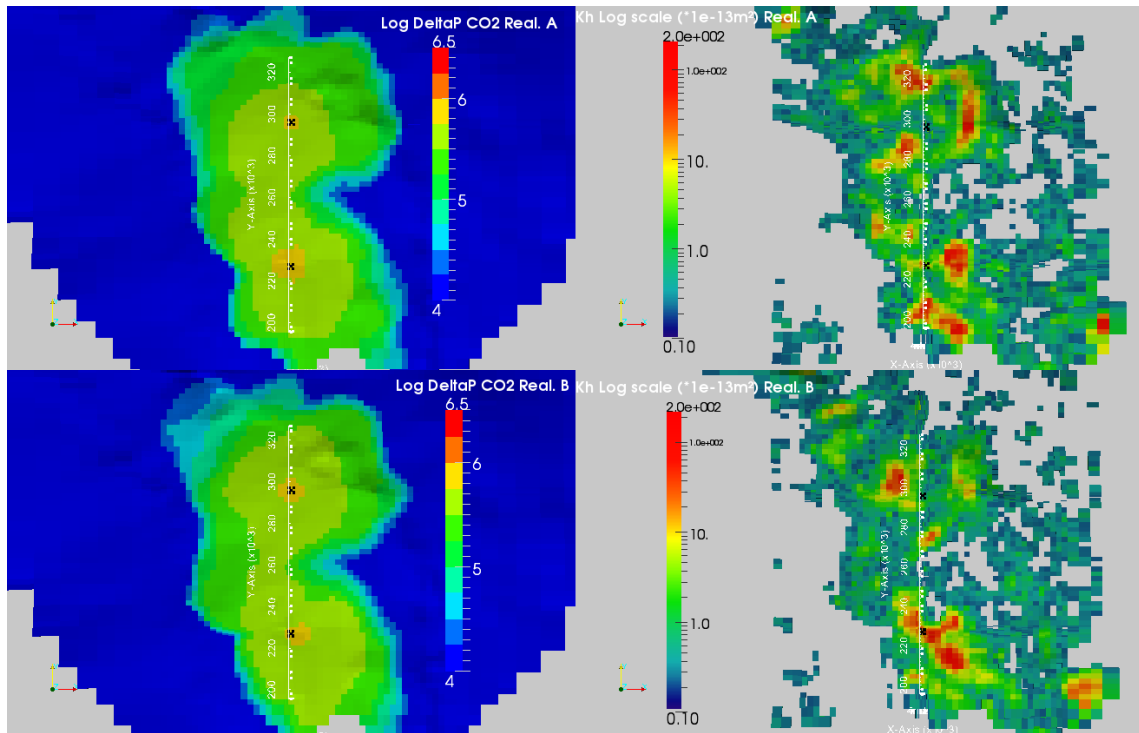
Comme pour les modèles 2D, la pression s'équilibre verticalement, hormis au niveau des points d'injection. La variabilité verticale de perméabilité a donc probablement une influence mineure sur la réponse en pression en dehors de la zone d'injection. Néanmoins, les variations verticales peuvent assurer une continuité latérale des zones de forte ou faible perméabilité qui contrôlerait l'écoulement.

Pour le panache de CO<sub>2</sub>, contrairement aux modèles 2D de la partie II, l'extension maximale se situe au toit du Bathonien (vue en coupe, figure 9.18, hormis pour le panache de la zone Nord de la réalisation A). Du fait de la configuration verticale des puits du modèle 3D, les différences avec le modèle homogène sont moins prononcées que dans le cas du puits horizontal des modèles 2D. Néanmoins, pour ces modèles 3D, les profils de panache sont irréguliers verticalement à cause de barrières de perméabilité le long de l'axe vertical du puits, et asymétriques autour de cet axe en fonction de la variabilité latérale de la perméabilité.

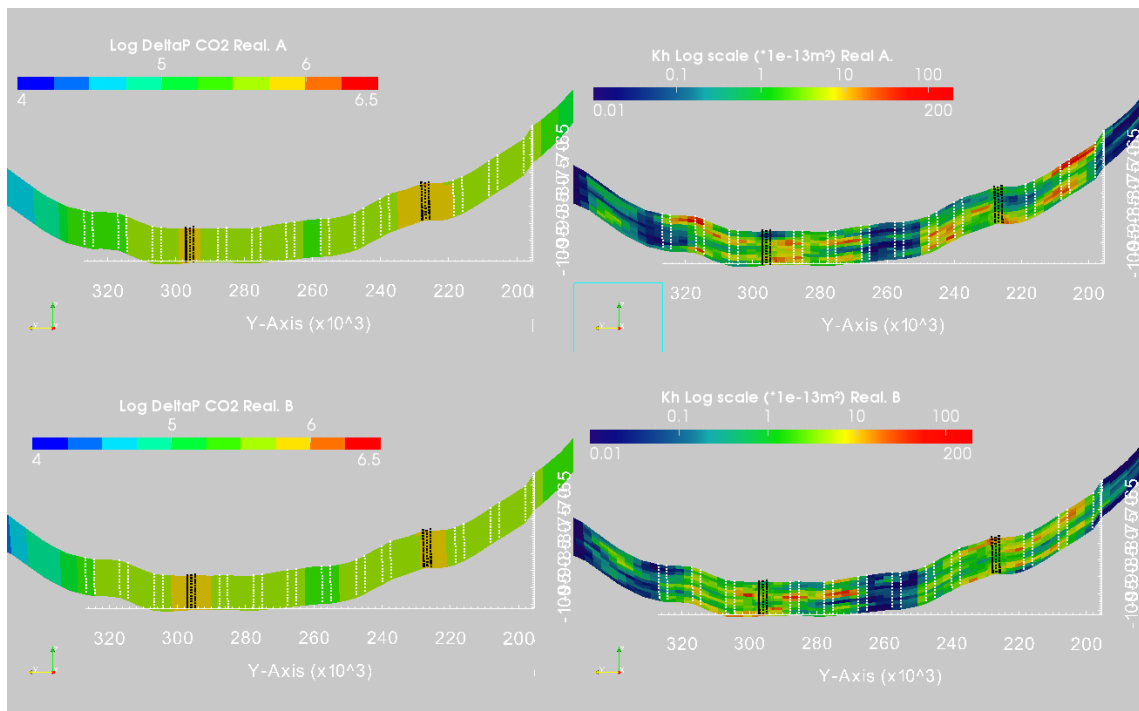
---

2. sur 6 des réalisations sélectionnées ; une lettre est assignée à chacune des réalisations pour les distinguer lors de l'analyse des résultats.

CHAPITRE 9. SIMULATIONS D'INJECTION DE CO<sub>2</sub> SUR LES RÉALISATIONS DU MODÈLE À VARIABILITÉ LATÉRALE ET VERTICALE DE PERMÉABILITÉ



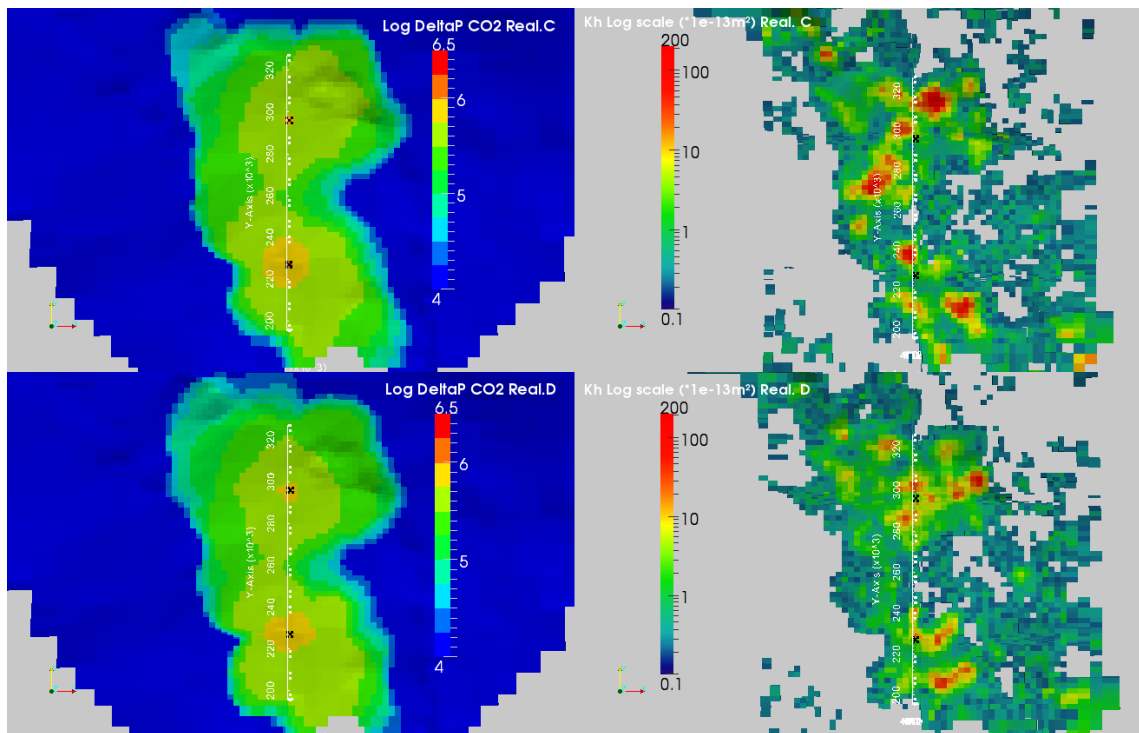
(a) Vue de dessus du Bathonien. Les champs de perméabilité (à droite) sont seuillés à 20mD ( $2 \cdot 10^{-14} \text{m}^2$ ).



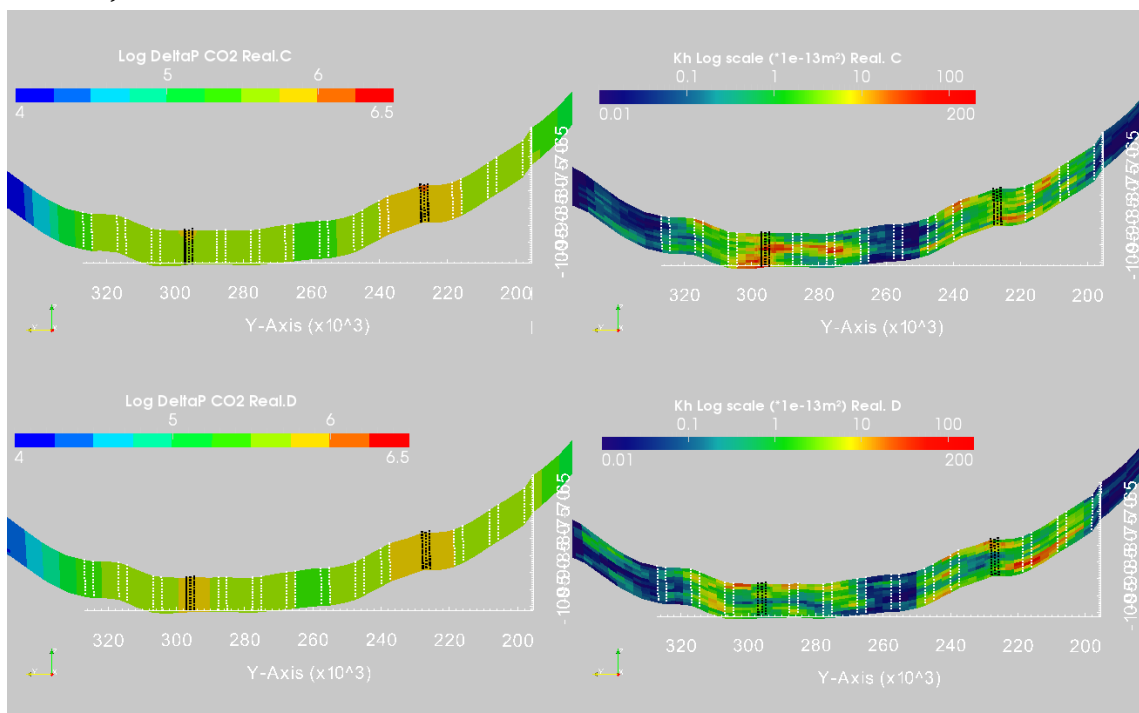
(b) Coupe Nord-Sud, passant par les puits centraux d'injection

FIGURE 9.16 – Champs de perméabilité et log. des perturbations de pression (en Pa) à 25 ans d'injection pour les réalisations sélectionnées A (en haut de chaque figure numérotée) et B (en bas de chaque figure numérotée).

CHAPITRE 9. SIMULATIONS D'INJECTION DE CO<sub>2</sub> SUR LES RÉALISATIONS DU MODÈLE À VARIABILITÉ LATÉRALE ET VERTICALE DE PERMÉABILITÉ



(a) Vue de dessus du Bathonien. Les champs de perméabilité (à droite) sont seuillés à 20mD ( $2 \cdot 10^{-14} \text{m}^2$ ).

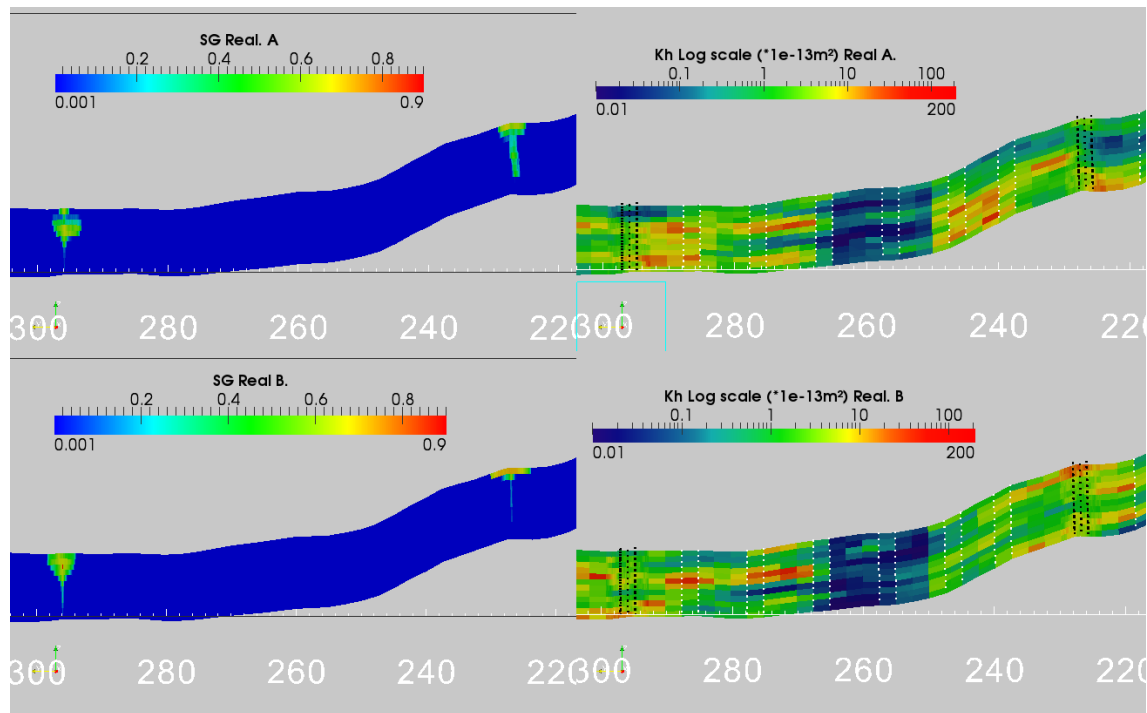


(b) Coupe Nord-Sud, passant par les puits centraux d'injection

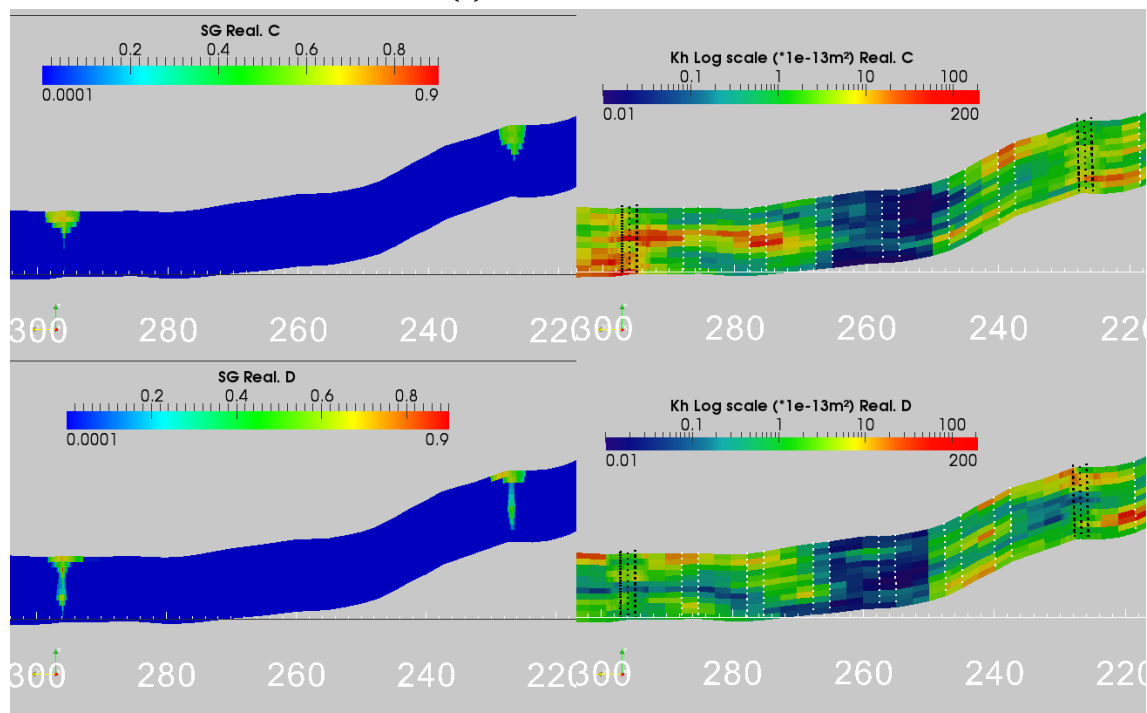
FIGURE 9.17 – Champs de perméabilité et log. des perturbations de pression (en Pa) à 25 ans d'injection pour les réalisations sélectionnées C (en haut de chaque figure numérotée) et D (en bas de chaque figure numérotée).



CHAPITRE 9. SIMULATIONS D'INJECTION DE CO<sub>2</sub> SUR LES RÉALISATIONS DU MODÈLE À VARIABILITÉ LATÉRALE ET VERTICALE DE PERMÉABILITÉ



(a) Réalisations A et B



(b) Réalisations C et D

FIGURE 9.18 – Saturation en gaz et champs de perméabilité à 25 ans d'injection pour les réalisations sélectionnées. Vue en coupe Nord-Sud, passant par les puits centraux.

En fonction de la réalisation, les résultats en pression aux puits de la simulation monophasique constituent une approximation plus ou moins acceptable de ceux de la simulation diphasique (figure 9.19). Par exemple dans la zone Nord, pour la réalisation C, les résultats des deux types d'écoulements sont confondus alors que pour la réalisation D, les surestimations de la simulation monophasique sont de l'ordre de plusieurs bars et varient en fonction du puits. Pour la réalisation D, les puits en début d'injection de CO<sub>2</sub>, ont un comportement en pression similaire au cas où un seul puits injecte (cf. paragraphe 9.1.1), témoignant d'une plus faible influence des interférences entre puits.

La réponse en pression est plus sensible à la variation spatiale de la perméabilité pour l'injection de CO<sub>2</sub> que pour l'eau. Aux puits, l'effet de la compartimentation latérale et verticale est observable voire déductible des profils de pression de la simulation diphasique, qui fluctuent au cours du temps, alors que les profils de la simulation monophasique sont plutôt monotones au cours du temps (figure 9.19). Dans le cas de milieu anisotrope ou de modèle de perméabilité par couches, Strandli and Benson [2] ont également constaté que la réponse en pression aux puits d'observation (à une centaine de mètres du puits d'injection) suite à l'injection de CO<sub>2</sub> permettait de caractériser les hétérogénéités et donc la migration du panache mais que ce phénomène ne pouvait pas être reproduit par simulation monophasique.

A l'exception des points d'injection, les perturbations de pression de la simulation diphasique sont globalement supérieures à celles de la simulation monophasique comme cela a été observé lors de la comparaison sur le modèle régional (paragraphe 9.1.1). Mais les différences entre les deux types d'écoulement s'atténuent loin des puits. Loin de la zone d'injection, les résultats de simulation monophasique et diphasique sur l'ensemble des réalisations devraient être proches.

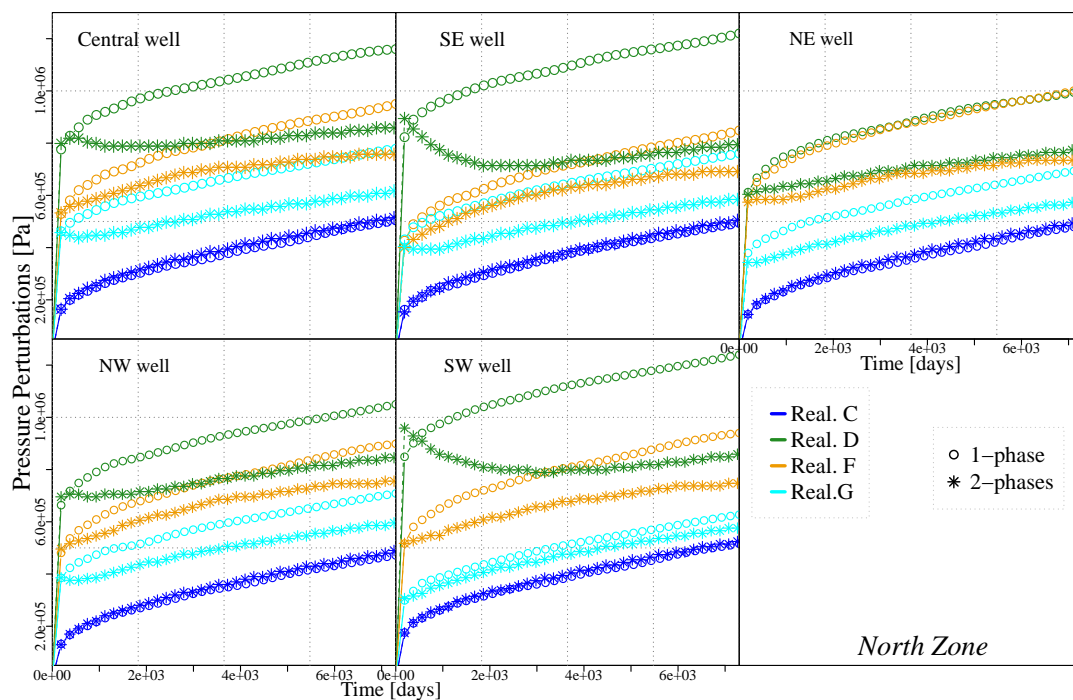


FIGURE 9.19 – Profils de perturbations de pression aux puits de quatre des réalisations sélectionnées. Simulations diphasique et monophasique, 20 ans d'injection.

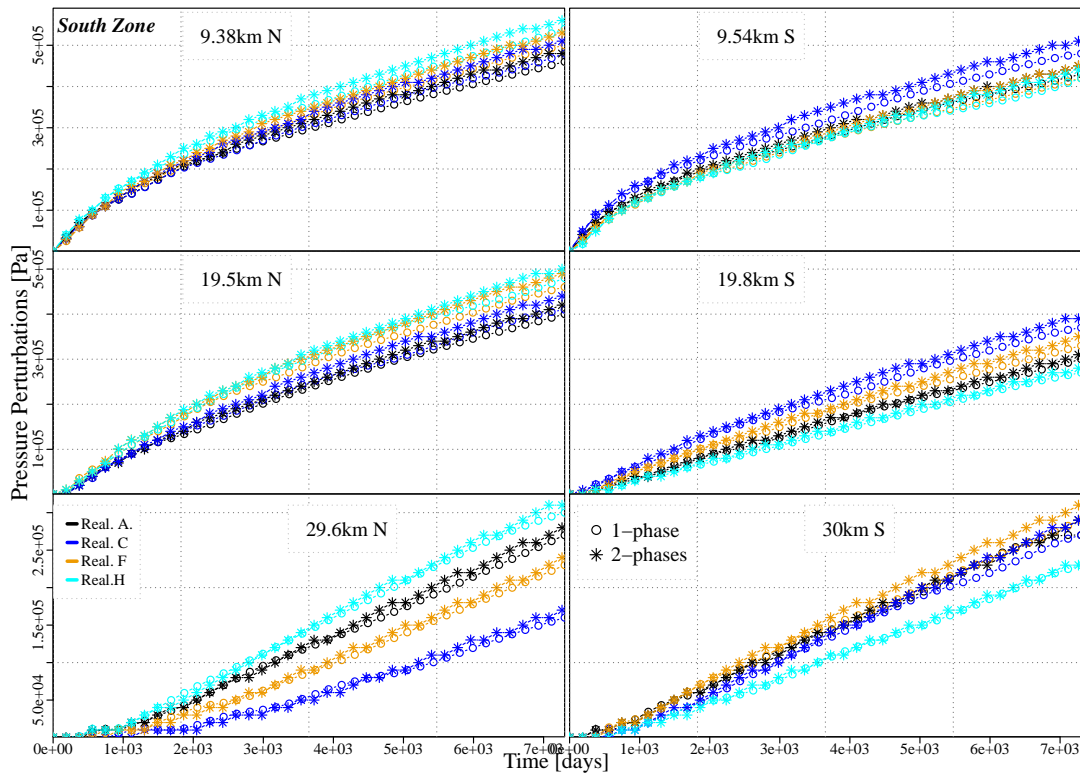


FIGURE 9.20 – Perturbations de pression à environ 10, 20 et 30 km au nord et au sud du site d'injection Sud de quatre des réalisations sélectionnées (caractéristiques similaires pour le site Nord). Simulations diphasique et monophasique, 20 ans d'injection.

### 9.3.2 Comparaison des propriétés statistiques des simulations diphasiques sur le modèle local aux résultats du modèle régional

Comparés aux résultats de simulation monophasique sur la sélection de réalisations, pour une période de 20 ans d'injection, les résultats de la simulation diphasique sont :

- équivalents pour la propagation des perturbations de pression seuillées à 0.05MPa (intervalle d'incertitudes de l'extension de l'ordre de dizaines de kilomètres).
- équivalents en terme de dispersion des résultats de pression : supérieure à 0.1MPa sur la majorité du domaine perturbé (figure 9.22), les perturbations maximum mesurées à 30km des zones d'injection peuvent être équivalentes ou supérieures à celles mesurées à 10km (figure 9.25) ; on retrouve la zone de fortes incertitudes corrélée à la zone d'interférence et à la zone de "goulot" de perméabilité.
- différents pour le comportement en pression aux puits, jusqu'à une vingtaine de kilomètre de la zone d'injection. Ainsi, les zones maximum ou le quantile 90% de perturbation de pression seuillée à 0.5MPa sont plus larges que celles décrites en monophasique. Une pressurisation plus importante du domaine serait prévue par la simulation diphasique.

La comparaison des simulations diphasiques sur le modèle régional à celles sur les réalisations du modèle local est effectuée sur les résultats de co-injection après une période de 25 ans d'injection.

De même que pour les simulations monophasiques, la propagation des perturbations de pression seuillées à 0.05MPa du modèle régional tend vers le minimum décrit par les simulations diphasiques du modèle local (figure 9.23). En revanche, les prévisions de pression

plus proches des zones d'injection du modèle régional (cf. zones des perturbations de pression seuillées à 0.5MPa, figure 9.23) tendent vers les résultats du quantile 90% des simulations diphasiques sur la sélection de réalisation (figure 9.21) alors qu'elles étaient nettement supérieures à celui des simulations monophasiques du modèle local.

De plus, le comportement en pression aux puits est distinct entre simulations diphasiques sur le modèle régional et le modèle local. En début d'injection, les pressions maximales aux puits obtenues avec les réalisations du modèle local peuvent être nettement supérieures à celles du modèle régional (figure 9.24) mais elles décroissent rapidement pour finalement, après 25 ans d'injection, être inférieures à celles du modèle régional. La compartimentation, précédemment mentionnée, est à l'origine de ce comportement.

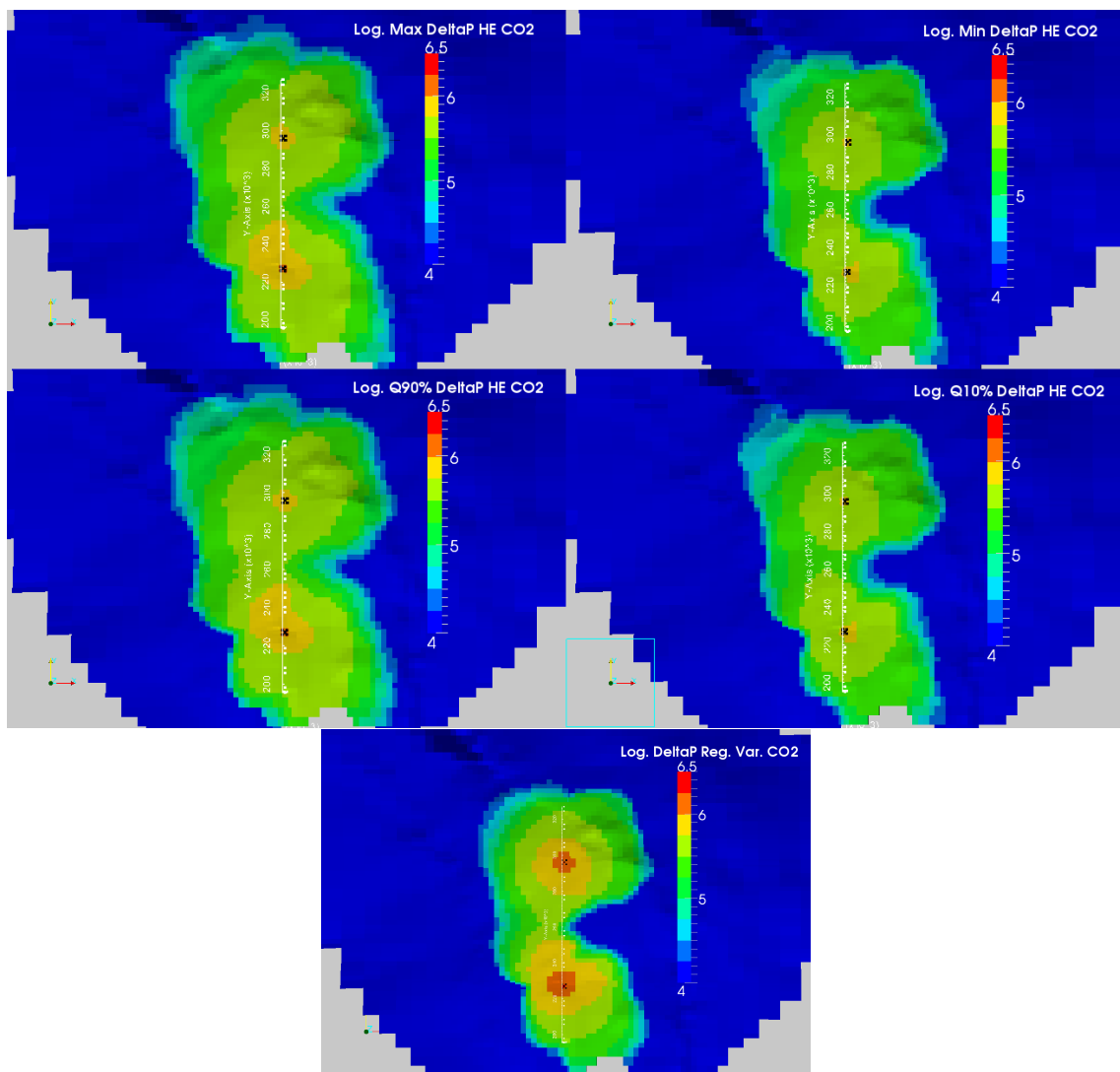


FIGURE 9.21 – Log. des perturbations de pression (en Pa) maximum (en haut, à gauche), minimum (en haut, à droite), quantiles 90% (au centre, à gauche) et 10% (au centre, à droite) du modèle local et celles du modèle régional (en bas) à 25 ans d'injection obtenues par simulation diphasique sur la sélection de réalisations (8 réalisations).

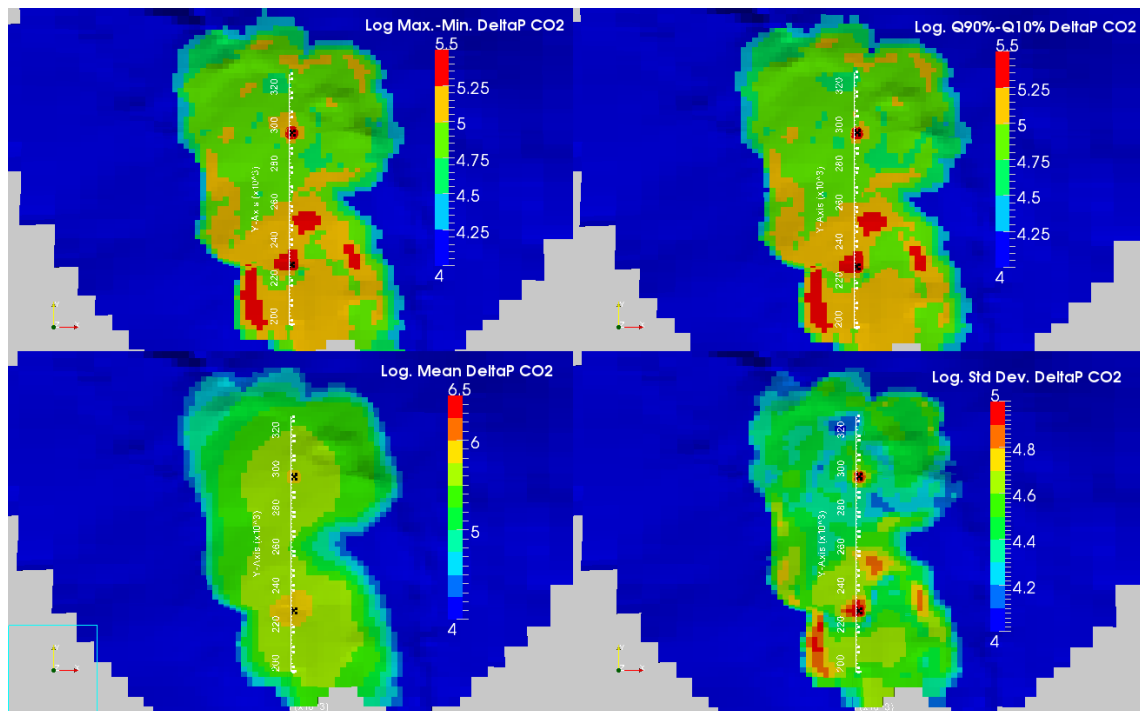


FIGURE 9.22 – Dispersion (différences entre résultats max. et min., en haut, à gauche), différences des résultats entre quantiles 90% et 10%, moyenne (en haut, à droite) et écart-type (en bas, à droite) des log. des perturbations de pression (en Pa) à 25 ans d'injection obtenues par simulation diphasique sur la sélection de réalisations du modèle local.

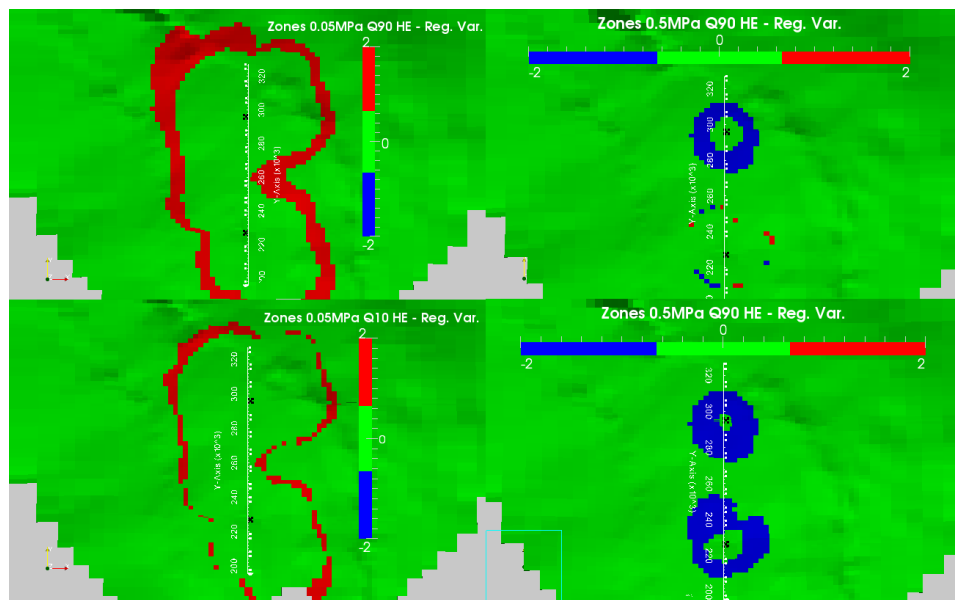


FIGURE 9.23 – Comparaison des zones de perturbations de pression seuillées à 0.05MPa (à gauche) et à 0.5MPa (à droite) des quantiles de 90% et 10% de la simulation diphasique sur la sélection de réalisations à ceux du modèle régional. En rouge, zone perturbée uniquement pour la sélection de réalisations du modèle local et réciproquement en bleu.

CHAPITRE 9. SIMULATIONS D'INJECTION DE CO<sub>2</sub> SUR LES RÉALISATIONS DU MODÈLE À VARIABILITÉ LATÉRALE ET VERTICALE DE PERMÉABILITÉ

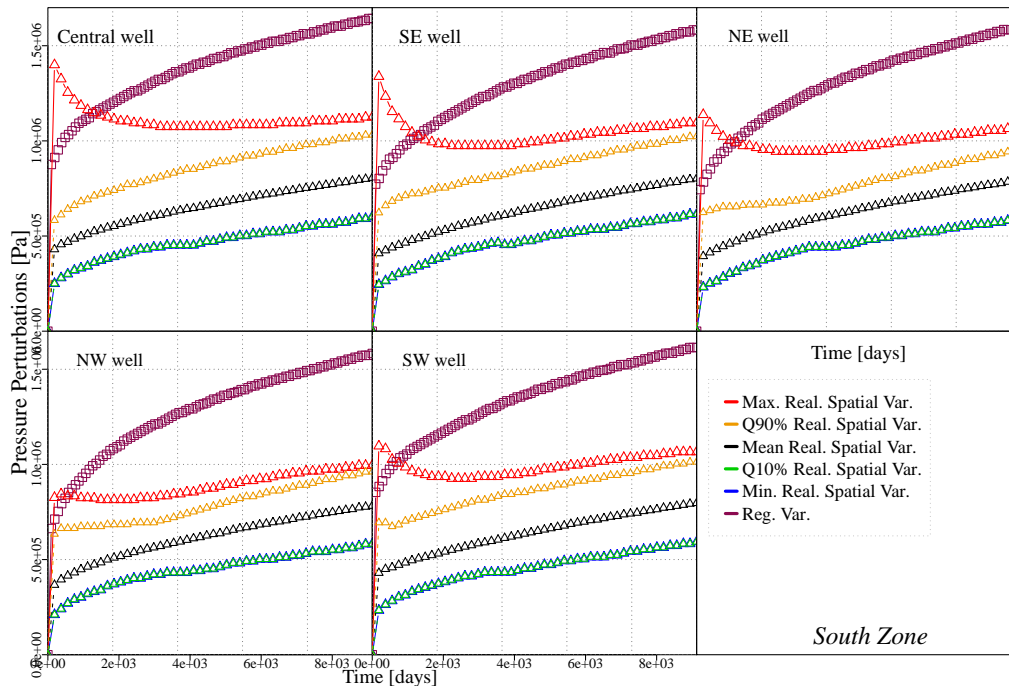


FIGURE 9.24 – Profils de perturbations de pression aux puits du site d'injection Sud, simulations diphasiques (caractéristiques similaires pour le site Nord). Propriétés statistiques des réalisations sélectionnées et résultats du modèle régional. Scénario de co-injection des deux sites pendant 25 ans.

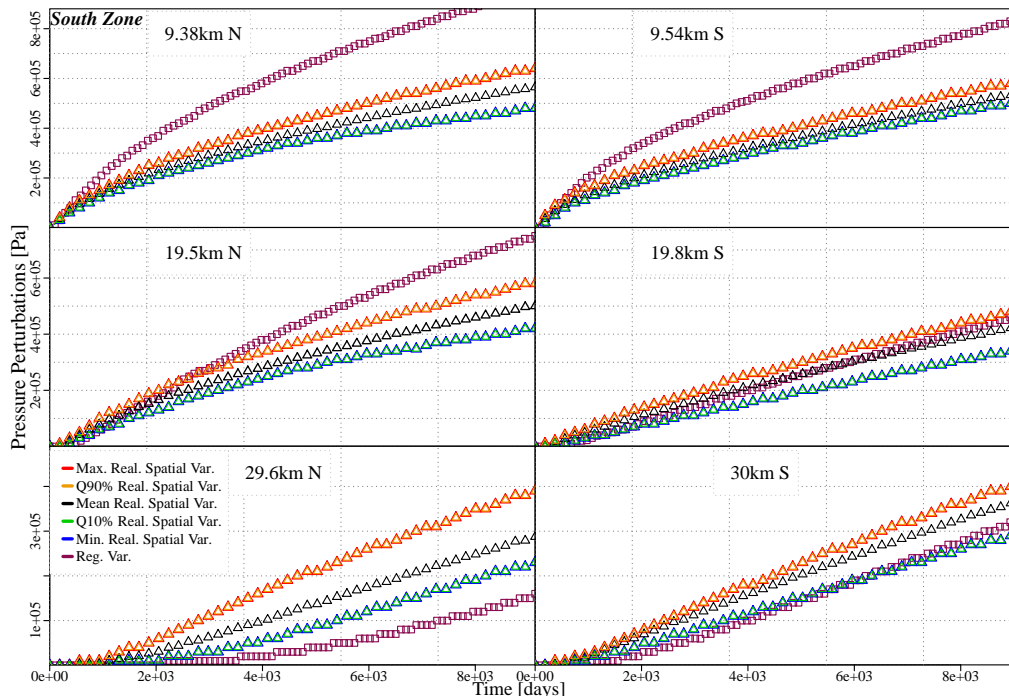


FIGURE 9.25 – Perturbations de pression à environ 10, 20 et 30 km au nord et au sud du site d'injection Sud, simulations diphasiques (caractéristiques similaires pour le site Nord). Propriétés statistiques des réalisations sélectionnées et résultats du modèle régional. Scénario de co-injection des deux sites pendant 25 ans.

## 9.4 Discussion et Conclusion

Pour les scénarios d'injection envisagés, les contraintes induites par le champ de perméabilité sont nettement plus importantes que celles causées par les injections multiples. Les différences entre modèle homogène et modèle de variabilité spatiale sont largement supérieures à celles produites par les interférences entre sites d'injection.

L'influence significative de la variabilité latérale observée sur la réponse du système à l'échelle régionale souligne qu'estimer la propagation de pression sous forme de cercle concentrique (ou l'équivalent avec les interférences de pression), comme prévue par la simulation sur le modèle homogène, serait déraisonnable pour une étude de faisabilité du stockage.

Les effets de la variabilité latérale de la perméabilité sur la propagation de pression avaient déjà été indiqués par Bandilla et al. [3] (cf. chapitre 4) mais de façon corrélée à la profondeur. Les travaux effectués ici montrent d'une part l'influence prépondérante de la perméabilité et d'autre part que les incertitudes associées sur la réponse du système ne sont pas négligeables même à l'échelle régionale.

Les principaux risques associés à nos modèles d'injection sont induits par la forte extension, variable, de la perturbation de pression. Si le seuil de 0.05MPa est fixé pour définir la zone de surveillance, alors elle s'étendrait latéralement sur une centaine de kilomètres dans le cas de la co-injection, avec une incertitude de l'ordre de plusieurs dizaines de kilomètres. Les incertitudes sur la propagation des perturbations de pression plus élevées sont du même ordre de grandeur.

Pour ces modèles, l'augmentation de pression ne serait pas problématique puisque les fortes valeurs de perméabilité dans les zones d'injection conduisent à des perturbations de pression aux puits relativement faibles comparées au maximum admissible.

Les taux d'injection pourraient donc être plus importants, permettant de stocker une quantité plus conséquente de CO<sub>2</sub>. Mais, l'augmentation des taux d'injection conduira à des perturbations de pression plus importantes sur le domaine et donc potentiellement à des interférences de pression plus conséquentes. D'autre part, la pression au puits est probablement sous-estimée à cause de la discrétisation aux puits (cellules d'environ 70m latéralement). Toutefois, comme cela a également été souligné par Chadwick et al. [4], dans le cas d'injection réelle, le taux d'injection sera progressivement augmenté, pour atteindre une pression raisonnable, évitant le pic de pression simulé, induit par le choc de l'injection du CO<sub>2</sub> dans l'aquifère.

La résolution du maillage des modèles conduit aussi à une évaluation approximative du panache de CO<sub>2</sub> ainsi que des phénomènes de transport et de dissolution associés, qui requerraient un maillage plus fin dans la zone d'injection.

Enfin, les simulations ont été conduites en imposant des conditions aux limites fermées (au toit de la couverture, au mur du Bajocien sous-jacent au Bathonien, et sur les limites latérales). Or la perturbation de pression se propage sur toute l'épaisseur du Bajocien, voire localement sur toute l'épaisseur de la couverture et atteint également la limite latérale sud du modèle. Rappelant que cette limite correspond soit à l'affleurement, soit à la disparition de la couverture, la perturbation de pression des modèles a probablement été surestimée. La perturbation de pression sera partiellement atténuée par sa propagation dans la pile sédimentaire, en fonction des propriétés des formations, et par la sortie de saumure dans les zones non-confinées. D'autres perturbations du système n'ont pas été modélisées, notamment la présence de failles.

Plusieurs questions se sont posées au cours de ces travaux. Aux deux principales, nous apportons à l'issue de ce chapitre les réponses suivantes :

1. Est-il plus pertinent de simuler l'écoulement diphasique sur un modèle de variabilité régionale ou de simuler l'écoulement monophasique sur des centaines de modèles de variabilité spatiale locale ?

Le constat de forte dispersion des résultats aux puits, dans le cas du modèle local, peut être relié aux travaux d' Issautier [5] qui observait que la capacité de stockage dépendait fortement des hétérogénéités modélisées (la pression au puits de ses modèles était constante). En limitant la représentation de la variabilité spatiale à une échelle régionale, l'évaluation de la capacité de stockage sera problématique puisque ce modèle suppose une connectivité importante dans la zone d'injection. Même si la simulation monophasique tend à surestimer le pic de pression aux puits, cette simulation sur les réalisations du modèle local donne un encadrement de la capacité plus réaliste que la seule valeur obtenue par le modèle régional.

De même pour caractériser les incertitudes sur la propagation de pression loin des puits, et en particulier pour déceler les zones d'incertitudes majeures, la simulation monophasique sur la centaine de réalisations est plus pertinente que la simulation diphasique sur le modèle régional, sachant que les résultats monophasiques loin des puits sont équivalents à ceux du diphasique.

En revanche, la simulation monophasique reste limitée pour évaluer les perturbations de pression plus élevées à proximité de la zone d'injection ou pour caractériser les interférences entre puits proches. Pour ce type de perturbations, ou pour une évaluation concomitante de la migration du panache, alors la simulation diphasique sur le modèle régional sera plus appropriée, à défaut de réaliser la simulation diphasique sur les réalisations du modèle local.

2. Qu'apportent les simulations diphasiques sur la sélection de réalisation ?

La simulation monophasique faussant l'évaluation des seuils de pression, la simulation diphasique sur les réalisations sélectionnées à partir des résultats de simulations monophasiques apporte plus de précisions sur l'amplitude de la perturbation de pression. En particulier aux puits où l'évolution de la réponse en diphasique est plus sensible à la compartimentation du réservoir. La simulation diphasique sur la sélection de réalisations est donc utile pour évaluer les incertitudes de la réponse à proximité des puits et effectuer un calcul plus réaliste de la capacité du stockage, sans que les simulations diphasiques soient nécessaires sur l'ensemble exhaustif des réalisations.

Les deux types de simulations d'écoulement sont donc complémentaires. La simulation monophasique sur l'ensemble des réalisations apporte les informations nécessaires pour les prévisions de perturbations de pression loin des puits, tandis que la simulation diphasique sur la sélection de réalisations permet de mieux définir les perturbations de pression à proximité des zones d'injection, tout en tenant compte des interférences entre projets et des contraintes de perméabilité à l'échelle régionale.

### Références Bibliographiques du Chapitre 9

- [1] J.-P. Nicot. Evaluation of large-scale CO<sub>2</sub> storage on fresh-water sections of aquifers : An example from the Texas Gulf Coast Basin. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2(4) :582–593, 2008.
- [2] C. Strandli and S. Benson. Diagnostics for reservoir structure and {CO<sub>2</sub>} plume migration from multilevel pressure measurements. *Energy Procedia*, 37(0) :4291 – 4301, 2013.



- [3] K. Bandilla, M. Celia, T. Elliot, M. Person, K. Ellett, J. Rupp, C. Gable, and Y. Zhang. Modeling carbon sequestration in the illinois basin using a vertically-integrated approach. *Computing and Visualization in Science*, 15(1) :39–51, 2012. ISSN 1432-9360. doi : 10.1007/s00791-013-0195-2.
- [4] R.A. Chadwick, D. J. Noy, and S. Holloway. Flow processes and pressure evolution in aquifers during the injection of supercritical CO<sub>2</sub> as a greenhouse gas mitigation measure. *Petroleum Geoscience*, 15(1) :59–73, 2009.
- [5] B. Issautier. *Estimation de l'impact des hétérogénéités sédimentaires fluviatiles sur le stockage géologique du CO<sub>2</sub>*. PhD thesis, Université Aix-Marseille, 2011.

# Conclusions générales et Perspectives

## Conclusion

La thèse avait pour objectif d'évaluer la réponse du système aux injections multiples de CO<sub>2</sub> en considérant les incertitudes inhérentes aux propriétés des formations souterraines.

Le problème des incertitudes a d'abord été traité sur des modèles 2D pour encadrer et optimiser l'étude régionale en 3D.

L'étude 2D, à court-terme a permis de montrer que :

- La compressibilité des pores et la variabilité spatiale de la perméabilité jouent un rôle prédominant sur la réponse du système.
- La modélisation de la variabilité spatiale de la perméabilité s'avère critique. La représentation de la variabilité spatiale doit être explicite pour obtenir une évaluation pertinente de la perturbation du système. Néanmoins, il suffit de représenter les seules variations majeures de perméabilité. La résolution fine de la variabilité de la perméabilité ne serait pas nécessaire pour rendre compte de l'évolution de la perturbation de pression et de la migration du gaz.
- La représentation de la variabilité spatiale de la porosité et de la compressibilité des pores peut être négligée en l'approchant par une valeur équivalente sur l'ensemble du domaine.

Pour réduire les temps de calculs, des méthodes de sélection de réalisations de champ de perméabilité ont été testées et validées sur le modèle 2D, en s'appuyant sur une réponse simplifiée : la simulation monophasique. La méthode s'avère efficace puisque les réalisations sélectionnées permettent de reproduire les comportements statistiques de l'ensemble exhaustif mais son efficacité repose sur un critère de sélection spécifique à la réponse étudiée.

Des modèles 3D ont été construits, représentant le Bathonien, formation potentiellement favorable au stockage de CO<sub>2</sub>, ainsi que ses formations sus- et sous-jacentes du bassin parisien. La structure du modèle et les propriétés assignées aux formations reposent sur un modèle existant fondé sur l'évolution du bassin au cours des temps géologiques. Elles ont été adaptées pour un modèle de stockage de CO<sub>2</sub> à l'état actuel.

A partir des modèles 3D, il a été vérifié à plus long terme (dizaines d'années) :

- L'influence de la variabilité spatiale de la perméabilité, régionale et locale, et celle de la compressibilité des pores sur la prévision des résultats en pression. Les incertitudes sur ces deux paramètres auront des conséquences plus importantes sur les interférences de pression et sur la capacité dynamique des formations sédimentaires que celles liées à la configuration d'injection pour les scénarios envisagés au cours de la thèse.
- La relativement faible influence de la perméabilité de la couverture sur les résultats en pression (et négligeable pour le comportement du CO<sub>2</sub>).
- Pour les scénarios d'injection proposés, les interférences entre sites distants de plusieurs

dizaines de kilomètres restent minimales. Néanmoins, les interférences seront plus conséquentes si les deux sites n'injectent pas sur la même période ou si la compressibilité des pores est plus faible, et ces interférences dépendent de la variabilité spatiale locale.

- Associées à la variabilité spatiale locale de la perméabilité, les incertitudes les plus importantes sont rencontrées dans les zones d'interférences entre sites et aux puits d'injection. Par conséquent, la faisabilité de différents projets au sein d'un même aquifère requiert l'étude préliminaire des incertitudes par des réalisations de variabilité locale de la perméabilité, plutôt que par un modèle de variabilité régionale dont les valeurs ont été artificiellement approchées des données locales (réduction de deux ordres de grandeurs des valeurs du modèle de bassin).
- L'efficacité de la méthode de sélection pour les modèles 3D en s'appuyant sur la comparaison des résultats des simulations monophasiques. Les simulations monophasique et diphasique sont complémentaires pour évaluer les incertitudes associées à la variabilité spatiale. Dans le but de conserver des temps de calcul raisonnables, la simulation monophasique appliquée à l'ensemble exhaustif des réalisations permet de caractériser les incertitudes sur les propagations de pression loin des puits ; la simulation diphasique, sur les réalisations sélectionnées à partir des résultats de la simulation monophasique, pallie le manque de précision du monophasique en donnant une meilleure évaluation des incertitudes de la réponse en pression à proximité des zones d'injection.

## Perspectives

Les perturbations induites par l'injection de CO<sub>2</sub> ne produiront pas seulement des interférences entre projets de stockage mais peuvent également avoir des conséquences sur les autres utilisations du sous-sol. A contrario, les perturbations induites par d'autres utilisations du sous-sol, par exemple la production d'énergie géothermique ou la production d'eau dans des formations superficielles, peuvent d'une part interférer et ajouter une nouvelle contrainte sur la propagation des perturbations. D'autre part, en perturbant les gradients de pression, ces perturbations peuvent modifier les prévisions de zone de surveillance qui se fondent sur les gradients de pression entre la formation d'injection et les formations stratégiques de ressource en eau. L'étude régionale de projets d'injection de CO<sub>2</sub> devrait alors être réalisée en tenant compte de ces autres utilisations.

La production de saumure pourrait être envisagée afin de limiter la perturbation de pression (scénario de "pressure management") . En particulier, cette contrainte pourrait être ajoutée dans les zones où les prévisions de perturbations sont les plus incertaines et où les risques d'interférences sont les plus importants, c'est-à-dire, dans la zone stratégique définie par les simulations sur les réalisations du modèle local.

Dans les scénarios qui ont été proposés, les interférences entre sites ainsi que la pression maximum mesurées étaient relativement faibles. D'autres scénarios d'injection pourraient être suggérés, en augmentant les taux d'injection et le nombre de site d'injection pour quantifier les limites de stockage du bassin et les comparer aux calculs de capacité statique. De plus, ici, pour évaluer les différences de perturbations de pression pour une même quantité de CO<sub>2</sub> injecté, le taux d'injection a été fixé à une valeur constante. Il n'a donc pas été possible d'évaluer quantitativement des variations de capacité de stockage en fonction de ces paramètres. Une approche quantitative de la capacité et de sa sensibilité aux interférences associées à la variabilité spatiale de la perméabilité pourrait être adoptée en réalisant des simulations à pression d'injection constante.

Les incertitudes sur d'autres paramètres du modèle et leurs conséquences pourraient être étudiées. En particulier, sur le modèle local, les incertitudes sur la variance de la distribution de perméabilité, le quantile choisi pour les données du modèle source ou encore la modélisation des failles n'ont pas été prises en compte.

Les principales limitations pour le modèle 3D sont relatives aux conditions aux limites imposées et à la résolution du maillage. L'utilisation d'un maillage type Voronoï permettrait d'obtenir une description plus fine dans la zone d'injection tout en limitant le nombre de mailles. Pour éviter le biais relatif aux conditions aux limites fermées, il faudrait représenter une pile sédimentaire plus épaisse et imposer des conditions aux limites ouvertes si les formations affleurent. De plus, les variations spatiales thermiques, de salinité ou de pression (hors équilibre hydrostatique) du bassin ainsi que l'écoulement régional n'ont pas été pris en compte lors des simulations. Ces phénomènes ont été supposés négligeables pour les échelles de temps considérées. Néanmoins, si ces variations sont suffisamment importantes, la modélisation de celles-ci s'avérerait nécessaire pour des échelles temporelles plus grandes et pour la caractérisation du comportement du CO<sub>2</sub> (en particulier la dissolution qui dépend fortement de ces paramètres) ou de la saumure déplacée (par exemple, pour le calcul de la pression critique de la zone de surveillance, qui dépend principalement de la température et de la salinité).

Enfin, l'étude de méthodes de sélections pourrait être approfondie pour rechercher une méthode ou un critère qui permettrait de réaliser une sélection à la fois discriminante pour la

réponse en pression et pour la migration du CO<sub>2</sub>.

# Annexes



## Annexe A

# Description du logiciel TOUGH2 et Performances du module TOUGH2/ECO2N

### A.1 Le logiciel TOUGH2 et ses suites appliquées aux problèmes de stockage de CO<sub>2</sub>

#### A.1.1 TOUGH2

TOUGH2 est un simulateur multiphasique, multicomposants, résolvant les équations de conservation de la masse et de l'énergie pour des systèmes à plusieurs phases et composants [1]. Pour la résolution numérique, les équations sont discrétisées :

- spatialement par la méthode de différence d'intégrale finie.
- dans le temps en différence finie de façon implicite (fully implicit).

La discrétisation conduit à un système d'équations non-linéaires avec pour inconnues les variables thermodynamiques (dépendantes du temps) pour chaque cellule du maillage. Ce problème est alors résolu sous forme résiduelle par la méthode de Newton-Raphson. La résolution du système linéaire (des résidus) peut se faire soit de manière directe soit de façon itérative, selon le choix de l'utilisateur.

#### A.1.2 Le module ECO2N

A ce code principal et commun à toutes les options de TOUGH2, s'ajoute le module des propriétés des fluides spécifique au problème de stockage de CO<sub>2</sub> dans les aquifères salins : ECO2N. Ce module gère les propriétés physico-chimiques et thermodynamiques du mélange saumure-CO<sub>2</sub> [2].

Dans le cas de ECO2N, les variables thermodynamiques "primaires" sont la pression, la température, la salinité et la concentration en CO<sub>2</sub>. Des conditions particulières sont appliquées aux deux dernières variables en fonction de la présence de ces composants dans une ou deux phases (solide/dissout pour NaCl, dissout/"CO<sub>2</sub>-rich phase" pour le CO<sub>2</sub>). A partir de ces variables, les propriétés thermophysiques (ou paramètres secondaires) sont calculées par le module d'équation d'état ECO2N lors du processus itératif du code principal.

Précédemment, la dissolution du CO<sub>2</sub> dans la phase aqueuse était modélisée en moyennant



la loi de Henry modifiée ("evaporation model" incluant les effets de la fugacité du CO<sub>2</sub>). Dans la version utilisée (2002), le partitionnement entre H<sub>2</sub>O et CO<sub>2</sub> dans les phases aqueuses et gaz a été amélioré et inclut les effets de la concentration en sel dans la phase aqueuse [3] en particulier pour l'évaporation de la phase aqueuse et la précipitation de sel au niveau de l'injection du CO<sub>2</sub> anhydre (effet "dry-out"). Une comparaison des résultats entre l'ancienne et la nouvelle version a été effectuée (cf. annexe A.2, page 239).

Les solubilités de l'H<sub>2</sub>O et du CO<sub>2</sub> dans chacune des phases sont calculées à partir des corrélations de Spycher and Pruess [4] dans la saumure. Ces corrélations, pour des températures comprises entre 12 et 100°C, des pressions entre 1 et 600 bars et jusqu'à 6 moles/kgw de NaCl, correspondent aux résultats obtenus expérimentalement par d'autres auteurs (différences inférieures à 7%).

Les propriétés des fluides (densité, viscosité) sont déterminées dans le cas de l'eau via les tables d'équations données par the International Formulation Committee (1976), et dans le cas du CO<sub>2</sub> via les données tabulées des corrélations d'Altunin (1975). Ces corrélations ont été vérifiées par d'autres auteurs et ont été approuvées par comparaison à des données expérimentales<sup>1</sup>. Le calcul de la densité et de la viscosité de la phase riche en CO<sub>2</sub> est approché en considérant la pression de vapeur de l'eau négligeable (à des températures inférieures à 100°C) et donc uniquement une phase pure en CO<sub>2</sub>.

Pour la viscosité de la saumure, la corrélation utilisée correspond également aux données expérimentales mais ne tient pas compte de la concentration en CO<sub>2</sub> dissout. Par contre, la densité de la saumure, après un premier calcul supposant une phase pure en H<sub>2</sub>O, est corrigée pour tenir compte des effets de la salinité et de la densité du CO<sub>2</sub> dissout dans l'eau.

### A.1.3 La version parallélisée de TOUGH2 : TOUGH2-MP

Le logiciel TOUGH2 existe également sous une version parallélisée TOUGH2-MP[5] qui permet d'augmenter significativement les performances en temps de calcul du logiciel. Cette version parallélisée permet d'utiliser des modèles plus complexes par rapport à la version simple de TOUGH2. En particulier, le logiciel TOUGH2 est limité à un maillage d'environ 110000 mailles et 410000 connections et requiert des temps de calcul relativement longs. Avec TOUGH2-MP, il est possible de simuler des modèles de plusieurs centaines de milliers à millions de mailles.

Les résultats obtenus par TOUGH2 et TOUGH2-MP sur des maillages de milliers de mailles sont identiques et, dans le cas testé, le temps de calcul est réduit d'environ un facteur 10 avec 20 processeurs en parallèle. Le logiciel TOUGH2-MP a donc été utilisé pour les modèles 3D à l'échelle du bassin nécessitant un nombre de mailles important. Pour les modèles 2D et les modèles 3D conceptuels, les calculs ont été effectués avec le logiciel TOUGH2.

Le logiciel TOUGH2 et ses suites présentent l'inconvénient de ne pas posséder d'interface graphique propre (à l'exception de quelques logiciels commerciaux indépendants comme Petrasim[6] mais qui peuvent restreindre fortement l'utilisation du logiciel), ni de modules de preprocessing (à l'exception du MESHMAKER mais qui reste limité à quelques maillages simples) ni de postprocessing. En revanche, il permet une grande flexibilité dans son utilisation. Les fichiers sources étant disponible, il est possible de rajouter des modules ou de les modifier si nécessaire. Cela permet également de mieux comprendre et contrôler les méthodes et étapes de calculs réalisées, par comparaison à d'autres logiciels.

---

1. La méthode de calcul pour ces propriétés de fluide n'a pas été changée par rapport aux versions précédentes

Les données de sorties et d'entrées sont donc créées par l'utilisateur. Pour visualiser et traiter de façon efficace les résultats, le logiciel R a principalement été utilisé au cours de cette thèse, notamment pour l'étude statistique des résultats. Les logiciels comme Tecplot [7] et Paraview ont également été utilisés pour la visualisation et le traitement des résultats des modèles 3D. Les données d'entrées et de sorties ont été rendues compatibles avec chacun des logiciels, dans certains cas en faisant appel à des modules créés à cet effet comme Tough2toolbox[8] (pour la transformation de maillage de TOUGH2 à Paraview) ou les plug-ins développés par Kidova (pour le passage du modélisateur statique GocaD à TOUGH2).

## **A.2 Description du problème comparatif de LBNL [9] : Coupe verticale de l'injection de CO<sub>2</sub> dans un aquifère salin par un puits horizontal. Mise en évidence de l'amélioration du module ECO2N et comparaison des résultats en fonction des conditions aux limites**

Ce modèle est basé sur le cas d'injection dans la formation gréseuse d'Utsira du champ de Sleipner. La représentation de l'injection se fait via un modèle 2D représentant une coupe verticale du puits injecteur horizontal. Le modèle utilise les valeurs de référence du projet de Sleipner pour l'épaisseur, la perméabilité, la pression, le taux d'injection et la présence de barrières argileuses dans le réservoir (4 couches d'argiles sont intercalées dans le réservoir gréseux arbitrairement).

Le modèle fait 6000m de long pour 184m de hauteur, la pression initiale est hydrostatique et restera fixée à cette pression pour la limite verticale à 6000m, les conditions sont supposées isothermes.

Le taux d'injection est représentatif pour une section de 1m du taux total de 1MtCO<sub>2</sub>/an d'un puits horizontal injectant sur 100m en supposant également une symétrie axiale au niveau du puits. Le temps d'injection est de 2 ans. Cependant, la symétrie axiale est valable dans ce cas seulement parce que les couches sont supposées homogènes latéralement.

### **Observations générales sur les résultats du modèle (condition à la limite latérale ouverte)**

L'injection de CO<sub>2</sub> induit une forte augmentation de pression, rapide au niveau du puits, augmentation moins forte et moins rapide en s'éloignant du puits. Le système atteint rapidement des conditions d'écoulements quasi-stationnaire au niveau du puits (le flux sortant au niveau du puits est quasi-constant, égal au taux d'injection) et au bout d'un mois les perturbations de pression ont atteint leur maxima, la pression devient constante (figure A.3).

Mise en évidence du phénomène d'imbibition spontanée au niveau du puits avec d'abord une diminution du taux d'écoulement de la phase aqueuse, qui augmente à nouveau à cause de l'augmentation de la saturation en gaz et donc de la pression capillaire. Ce phénomène s'arrête lorsque la pression capillaire seuil est atteinte. L'arrêt d'arrivée d'eau permet l'accélération du dry-out et la précipitation de sel au niveau du puits.

### **A.2.1 Amélioration de TOUGH2/ECO2N par rapport à la version ECO2 2002/2003**

La principale différence entre les deux modèles est la précipitation de sel dans le nouveau modèle aux alentours du puits alors que dans l'ancien modèle les conditions pour la préci-

pitation n'étaient pas atteintes. Le nouveau modèle de partitionnement permet d'obtenir une évaporation de l'H<sub>2</sub>O plus importante conduisant à la précipitation de sel. Le taux de dissolution dans le nouveau cas est légèrement inférieur à l'ancien (21,5% contre 20%).

Les modèles présentent des résultats similaires en termes de pression (figure A.1) et de saturation en gaz. Toutefois, le nouveau modèle présente une extension latérale du panache de CO<sub>2</sub> plus importante avec, par exemple, une extension de  $S_g=0.1$  jusqu'à 2000m pour le nouveau modèle contre 1700m pour l'ancien (figure A.2, limite  $S_g=0.1$  entre le bleu clair et le turquoise).

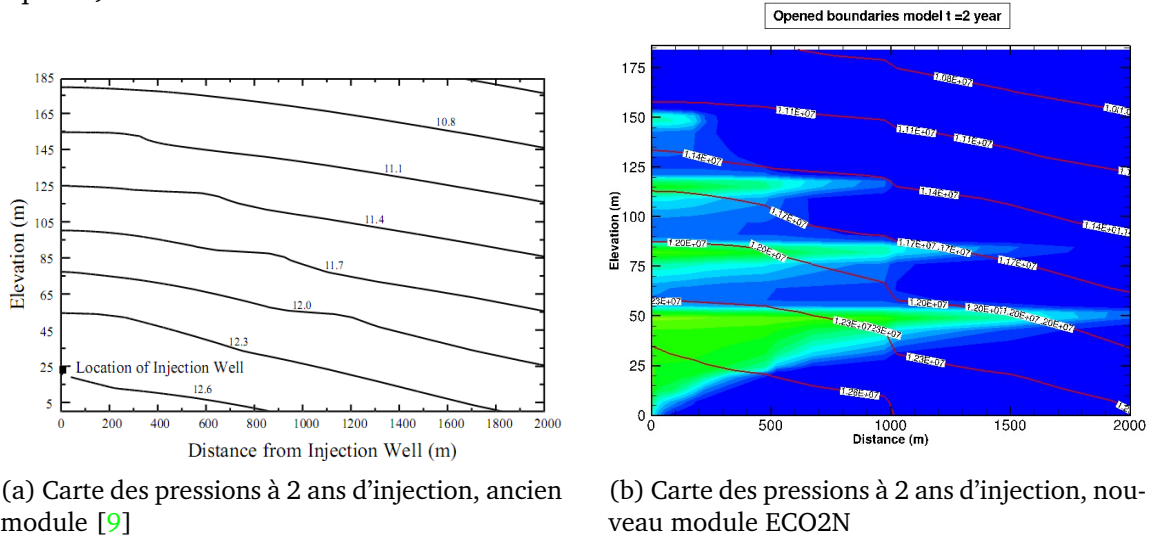


FIGURE A.1 – Comparaison des pressions, ancien et nouveau module

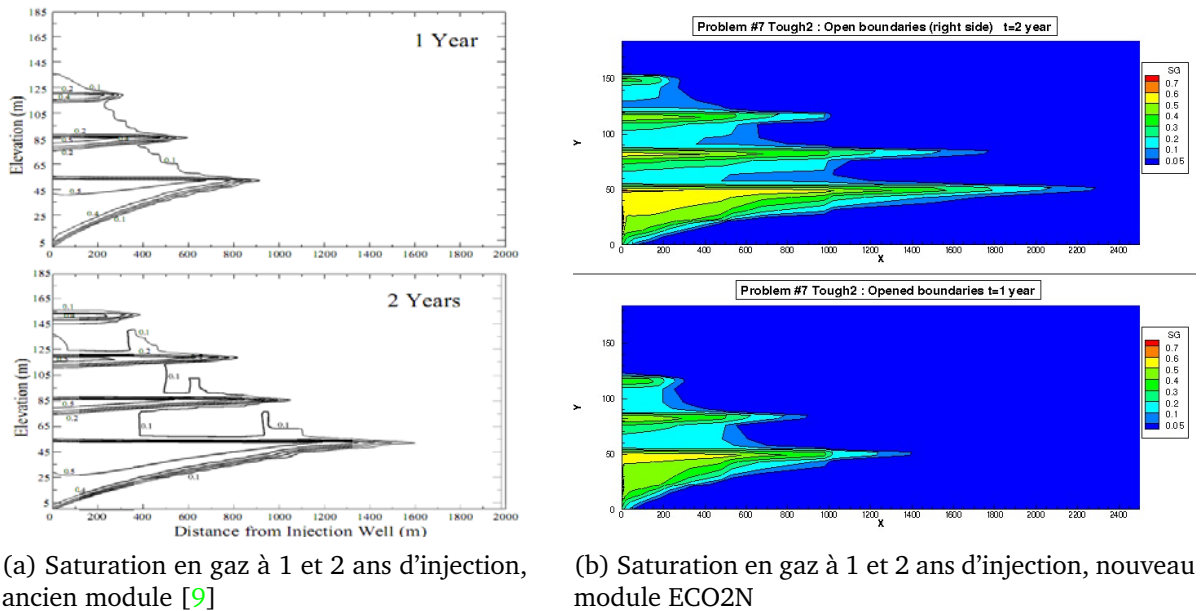


FIGURE A.2 – Comparaison des saturations en gaz, ancien et nouveau module

### A.2.2 Comparaison des résultats en fonction des conditions aux limites

Le nouveau modèle est modifié en n'imposant pas de pression à la limite du domaine à 6000m, celle-ci est maintenant fermée aux flux. De telles conditions sont comparables au cas où l'aquifère serait compartimenté (présence de failles scellant à 6km du puits) ou encore cela peut simuler la présence d'un puits équivalent (image-miroir) à égale distance de la limite du domaine (soit 12km de distance entre les section de puits). En comparant les résultats des 2 types de simulations, l'impact des conditions aux limites sur la réponse en pression et sur l'extension de la bulle de CO<sub>2</sub> est mis en évidence.

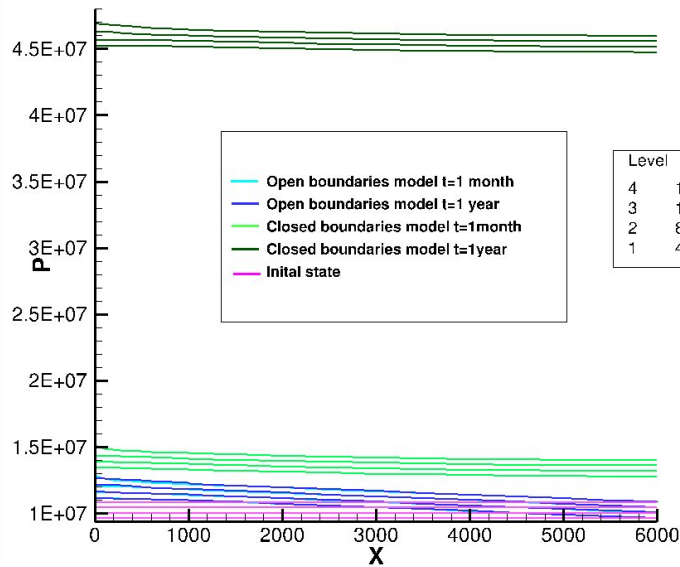
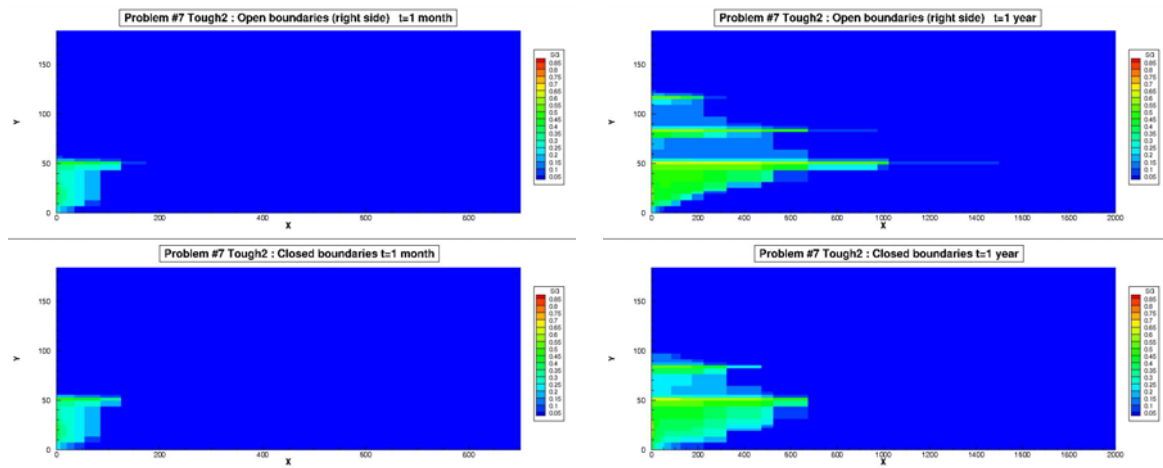


FIGURE A.3 – Comparaison des résultats (Modèle 2D, puits horizontal, problème 7, TOUGH2) en pression après un an d'injection, en fonction des conditions aux limites



(a) Saturation en gaz à 1 mois d'injection

(b) Saturation en gaz à 1 an d'injection

FIGURE A.4 – Comparaison des saturations en gaz en fonction des conditions aux limites

L'augmentation de pression est bien plus importante dans le cas fermé : la perturbation de

pression atteint rapidement les limites du domaine tandis que pour le système ouvert, l'augmentation de pression est limitée par les conditions forçant la pression à rester aux valeurs de la colonne hydrostatique initiale à la limite du domaine et la sortie des fluides (figure A.3). Comme pour le modèle de Yamamoto et al. [10], la taille du domaine remet en question les résultats en pression de ce problème.

Jusqu'à un mois d'injection, les résultats de saturation en gaz et en CO<sub>2</sub> dissout sont quasiment similaires. Mais, après un an d'injection, avec l'augmentation de la différence de pression entre les modèles et le non-flow de la saumure à la limite du système fermé, l'extension du panache de CO<sub>2</sub> (latéralement et verticalement) et la dissolution deviennent plus réduites que dans le cas ouvert (figure A.4). Seuls les résultats à proximité du puits restent semblables.

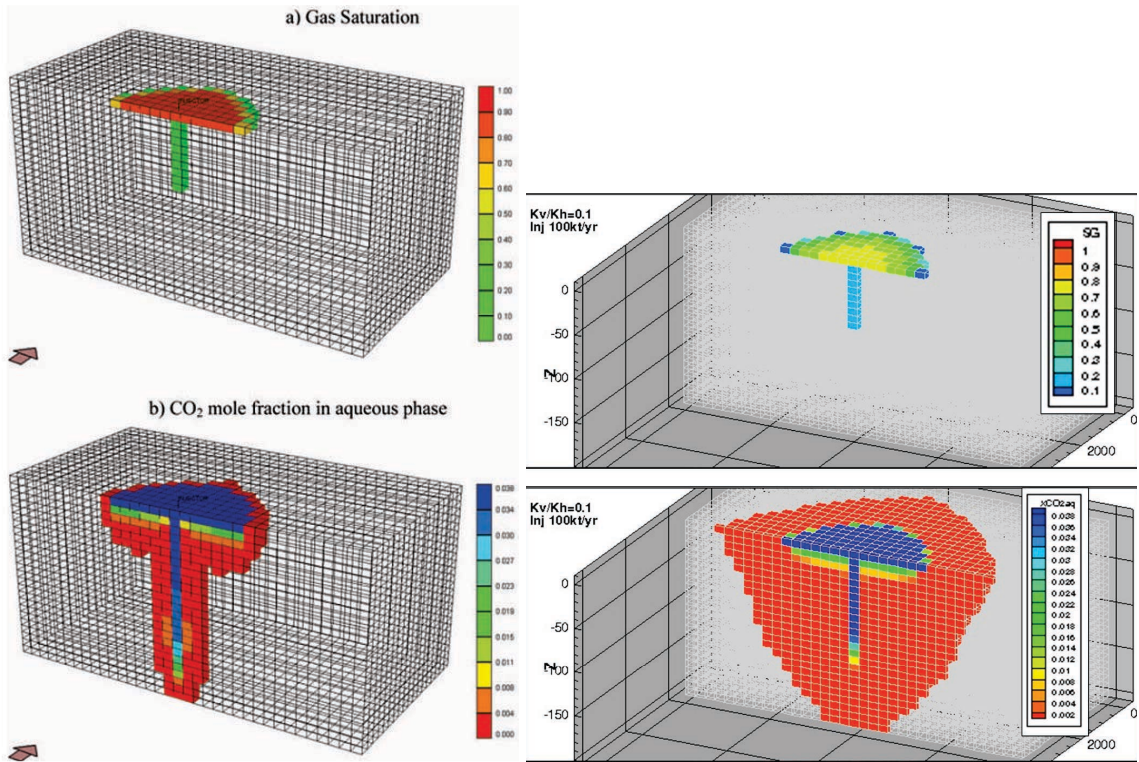
### **A.3 Comparaison sur un modèle simple 3D des codes TOUGH2/ECO2N et CMG–GEM : influence de l'anisotropie sur la migration et dissolution du CO<sub>2</sub>**

Pour le problème proposé par Ghanbari et al. (2006, [11]), l'objectif est de comparer les résultats simulés avec le logiciel CMG et ceux obtenus par TOUGH2/ECO2N appliqué au même problème. L'étude était suffisamment renseignée pour permettre de reproduire le modèle. En revanche, des incohérences ont été relevées d'un point de vue quantitatif (taux d'injection) ne permettant pas d'effectuer une comparaison quantitative précise.

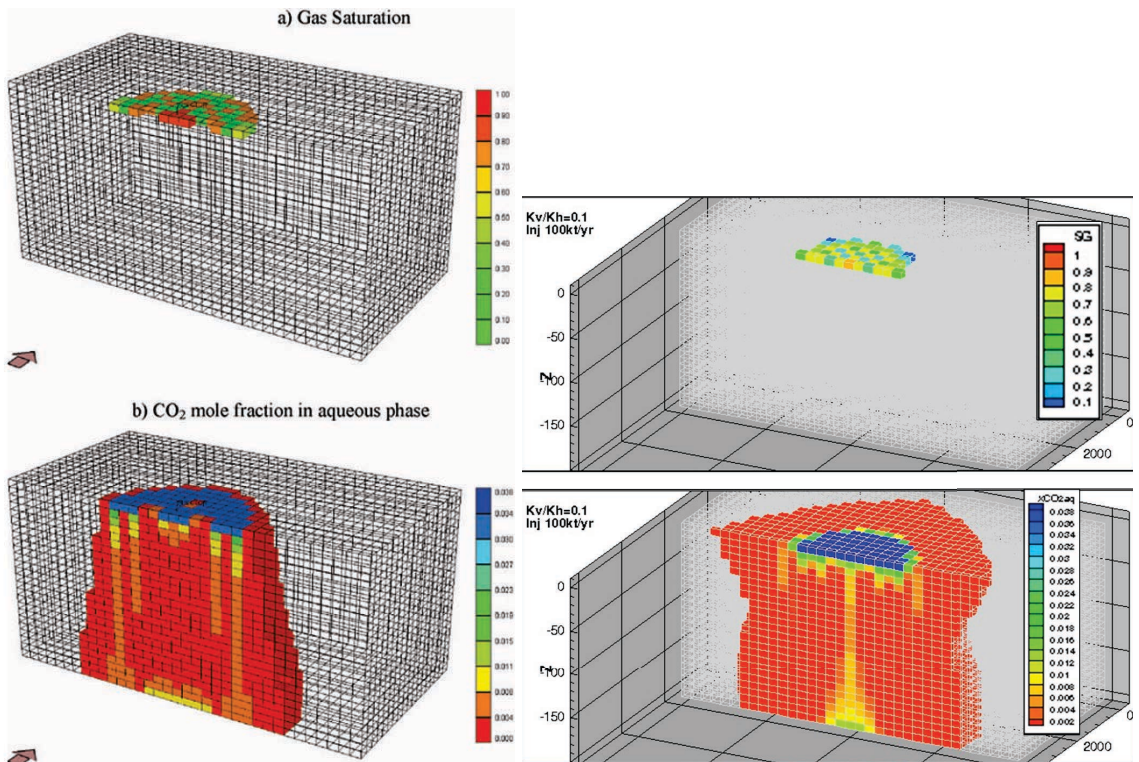
Dans cette étude, les auteurs soulignaient des différences de processus par rapport à des résultats présentés par Pruess et al. [12]. D'après Ghanbari et al. [11], la diminution du rapport d'anisotropie conduit à une diminution de la dissolution du CO<sub>2</sub> dans la saumure alors que Pruess et al. [12] montrent des résultats inverses. Ghanbari et al. [11] l'expliquaient par l'utilisation de logiciels différents, car dans le cas de Pruess et al. [12], utilisant TOUGH2, la variation de densité de la saumure avec la quantité de CO<sub>2</sub> dissout n'était pas prise en compte. Néanmoins, dans le cas de Ghanbari et al. [11], ce résultat est présenté 470 ans après l'injection tandis que Pruess et al. [12] présente ce résultat en fin d'injection. Ce qui, d'après ce qui a été décrit au chapitre 1, expliquerait plutôt ces deux types de résultats.

Le but de cette comparaison est donc de vérifier que le logiciel TOUGH2/ECO2N, qui désormais calcule la densité de la saumure en fonction du CO<sub>2</sub> dissout, est capable de reproduire les processus liés aux variations de densité des fluides et d'obtenir des résultats cohérents avec les études précédentes.

Les résultats des deux logiciels, pour le cas de référence (figures A.5,  $K_v/K_h=0.1$ ) sont cohérents qualitativement. Au cours de l'injection, le gaz migre vers le haut du réservoir et s'étend latéralement au toit. Post-injection, des cellules de convection sont mises en place (la saturation en gaz est décrite sous forme de "damier", migration de la saumure plus dense, riche en CO<sub>2</sub> dissout vers le bas du réservoir).



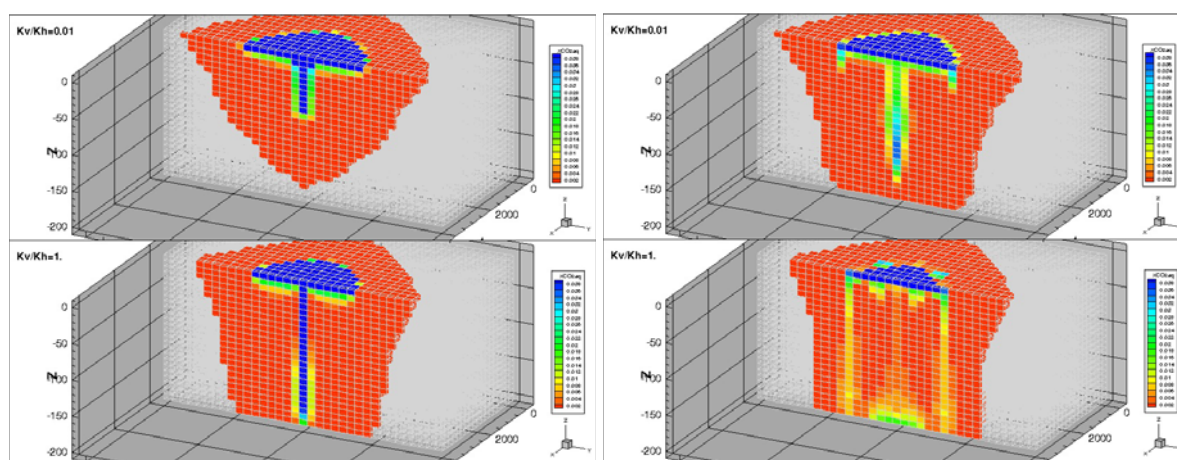
(a) Résultats de Ghanbari à 30 ans d'injection (b) Résultats de TOUGH2/ECO2N à 30 ans d'injection



(c) Résultats de Ghanbari, 470 ans post-injection (d) Résultats de TOUGH2/ECO2N, 470 ans post-injection

FIGURE A.5 – Comparaison des résultats (qualitativement) de l'étude de Ghanbari et al. [11] avec le logiciel CMG-GEM et ceux obtenus avec le logiciel TOUGH2/ECO2N à 30 ans d'injection (haut ; (a) et (b)) et 470 ans post-injection (bas ; (c) et (d)).

Les résultats des scénarios d'anisotropie confirment que la période étudiée est discriminante sur l'influence de l'anisotropie sur la dissolution. En effet, comme pour Pruess et al. [12], à la fin de l'injection, le cas  $K_v/K_h=0.01$  présente un taux de dissolution plus important que le cas  $K_v/K_h=1$ , puisqu'un faible rapport d'anisotropie retarde la migration verticale, améliorant le balayage latéral du réservoir. En revanche, 470 ans post-injection, comme pour Ghanbari et al. [11], le cas  $K_v/K_h=1$  correspond à un taux de dissolution plus important que le cas  $K_v/K_h=0.01$ , puisqu'il favorise la mise en place des cellules de convection, améliorant l'efficacité de la dissolution (figure A.6). Enfin, les variations des taux de dissolution, entre les différents cas d'anisotropie, sont du même ordre de grandeur que Ghanbari et al. [11] 470 ans après la fin de l'injection (37.4, 55.8, 76.5% pour Ghanbari, vs. 46.9, 59.9, 65% pour TOUGH2/ECO2N, pour  $K_v/K_h=0.01, 0.1$  et 1 respectivement).



(a) Résultats à 30 ans d'injection, en haut  $K_v/K_h=0.01$  ; en bas  $K_v/K_h=1$   
 (b) Résultats 470 ans post-injection, en haut  $K_v/K_h=0.01$  ; en bas  $K_v/K_h=1$

FIGURE A.6 – Résultats du logiciel TOUGH2/ECO2N pour différents rapports d'anisotropie.

## A.4 Utilisation de modèles simples conceptuels

### Hypothèses appliquées aux modèles conceptuels

Dans un premier temps, la perméabilité de la couverture de l'aquifère est supposée suffisamment faible pour négliger la variation de l'extension latérale de la perturbation de pression liée à ce facteur. Autrement dit, on se placera dans le contexte le plus conservatif en termes de perturbation latérale du système par l'injection de  $\text{CO}_2$ .

La température est fixée à  $45^\circ\text{C}$ . La pression initiale est de 12MPa au toit du réservoir. La salinité est fixée à 25g/L dans tout le domaine.

La porosité est supposée uniforme et fixée à 12%. La porosité aurait une faible influence sur les perturbations de pression, d'après les études de Buscheck et al. [13] et [14] (variations de porosité de 12% à 24% et de 10% à 15%, respectivement).

La compressibilité des pores, les modèles des perméabilités relatives et de pression capillaires sont ceux par défaut soit  $4.5 \cdot 10^{-10} \text{Pa}^{-1}$  et les modèles de Van Genuchten-Mualem et Brooks-Corey.

### A.4.1 Modèles 2D radiaux : approche comparative de l'influence des paramètres relatifs à la perméabilité

En première approche, des modèles 2D radiaux ont été utilisés puisqu'ils permettent de modéliser des domaines de grande taille (ici, 100km) et donc de simuler un problème d'injection à l'échelle industrielle. Le nombre de mailles reste limité tout en conservant un maillage fin à proximité du puits (incrémentation logarithmique du nombre de cellules latéralement avec 500 mailles et 10 mailles de 10m chacune dans la direction verticale). En revanche, ce modèle est limité à un seul point d'injection. Dans le cas traité ici, 1.26MtCO<sub>2</sub>/an est injecté pendant 8.23 ans répartie verticalement sur les 8 mailles inférieures du modèle. La durée d'injection est limitée en fonction de l'arrivée de la perturbation de pression à la limite latérale du modèle.

L'objectif de ces modèles radiaux est de vérifier l'influence de la perméabilité et l'amplitude de cette influence en fonction des propriétés de perméabilité.

Quatre situations sont envisagées :

- Deux modèles homogènes isotropes de 31 et 131mD.
- Un modèle hétérogène verticalement pour lequel le système est représenté par 10 couches de perméabilités différentes (figure A.7a).
- Un modèle homogène anisotrope de perméabilité horizontale de 131mD (équivalent à la moyenne arithmétique du modèle hétérogène) et une perméabilité verticale de 5.10<sup>-4</sup>mD (valeur équivalente à la moyenne harmonique du modèle hétérogène). Le rapport d'anisotropie, Kv/Kh, est donc de 3.10<sup>-6</sup>. Cette forte anisotropie est probablement peu réaliste comparée aux valeurs habituellement rencontrées (cf. chapitre 1 avec des rapports plutôt de l'ordre de 0.1, 0.01 voire 0.001), toutefois elle a été utilisée pour conserver une cohérence par rapport au modèle hétérogène.

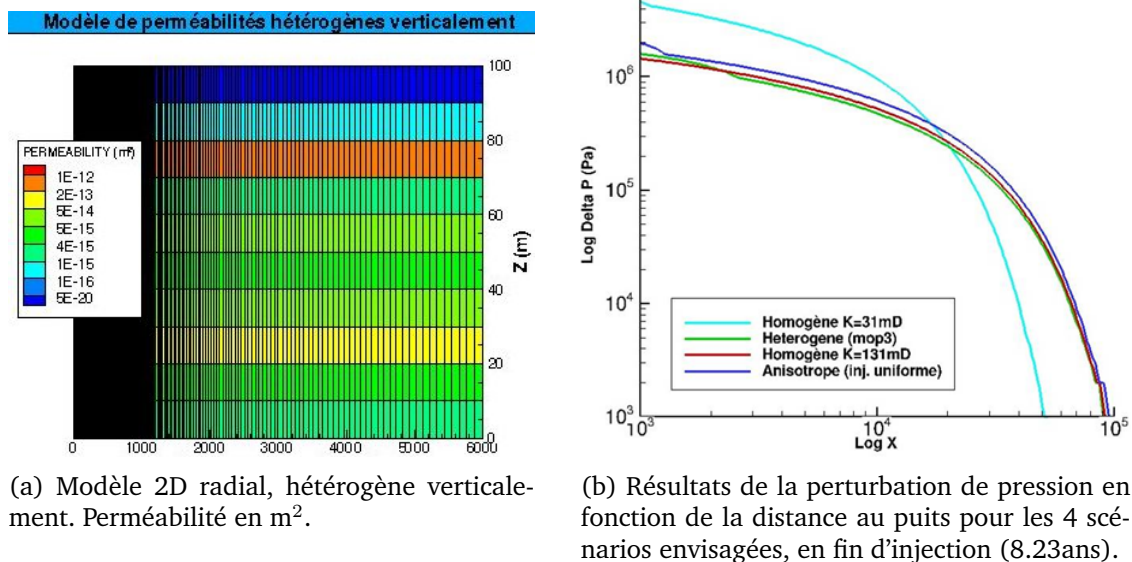


FIGURE A.7 – Modèles 2D radiaux : hétérogénéités verticales et comparaison des résultats en pression en fonction des modèles de perméabilité

Comme relevé dans la littérature, la perméabilité affecte significativement la migration du panache et la perturbation de pression. A la fin de l'injection, le taux de dissolution, que nous



calculons, est plus important lorsque la perméabilité est plus faible (12.3% vs. 15.8%), lorsque le milieu est anisotrope (17.6%) et lorsque la perméabilité varie verticalement (29.3%).

Une diminution de 100mD par rapport au modèle homogène de 131mD induit une diminution de l'extension du panache de CO<sub>2</sub>, puisque les effets gravitaires y sont moins importants par rapport aux forces de viscosité, et réduit la propagation de la perturbation de pression mais augmente fortement la perturbation de pression dans la zone d'injection (figure A.7b).

L'anisotropie compartimente le réservoir, annulant l'effet gravitaire et augmente la perturbation de pression sur tout le domaine. Les hétérogénéités verticales rendent compte de zones de drainages plus étendues dans les couches de forte perméabilité. Elles induisent également une augmentation de pression par rapport au modèle homogène de 131mD mais qui reste inférieure au cas anisotrope, la compartimentation est moins marquée. En revanche, les hétérogénéités verticales et l'anisotropie ont une influence faible sur la propagation de pression, comparés à la réduction de la valeur de la perméabilité horizontale.

La perte de précision pour la migration du panache et la perturbation de pression peut être considérable entre modèle hétérogène verticalement et modèle anisotrope, bien que censé représenter un équivalent. Par conséquent, et étant donné l'importance de la perméabilité sur la réponse, la représentation de sa variabilité spatiale peut être critique pour les prévisions de la réponse du système. D'après cette première étape, la représentation de la variabilité verticale peut s'avérer nécessaire.

### **Critiques et limites des modèles 2D radiaux**

Les modèles radiaux ne permettent pas de générer une variabilité spatiale (latérale et verticale) des propriétés géologiques qui serait plus représentative de la réalité et pourrait potentiellement influencer significativement la réponse du système. En effet, cela supposerait une symétrie radiale de cette variabilité et que le puits soit exactement placé au centre de cette symétrie. Cette symétrie radiale n'étant pas réaliste, d'autres type de modèles devront être utilisés pour étudier l'influence de la variabilité spatiale et comparer son influence à celle d'autres paramètres.

Enfin, ces modèles ne permettent pas d'étudier les interférences entre puits, puisque, pour garder la cohérence du modèle, seul un point d'injection peut être représenté.

### **A.4.2 Modèles 3D simples d'injection simultanée par deux puits**

Plusieurs modèles 3D ont été construits pour examiner les interférences entre puits pour différentes conditions de perméabilité, et différents taux d'injection. Un ou deux puits sont représentés dans un milieu homogène (perméabilité de 131mD), ou hétérogène verticalement (configuration identique à celle des modèles 2D radiaux précédents, figure A.7a). Plusieurs scénarios d'injections sont envisagés : 20kgCO<sub>2</sub>/s ou 40kgCO<sub>2</sub>/s. La taille des modèles est de 50km\*80km\*100m avec 50 blocs en X, 92 en Y et 10 en Z pour ceux à deux puits. Le maillage est plus fin autour des puits. Les deux puits sont distants d'environ 17km.

La figure A.8 montre l'amélioration de l'injectivité dans le cas où la quantité injectée est répartie sur deux puits malgré les interférences entre puits (courbes bleu et rouge de la figure A.8).

Pour un taux d'injection identique au scénario à un seul puits imposé à chacun des deux puits, les interférences influent peu sur l'injectivité pour le modèle présenté (courbes bleu et verte de la figure A.8). Néanmoins la limite de pression admissible serait atteinte plus rapide-

ment dans le scénario à deux puits. Par conséquent, négliger les interférences, i.e. considérer les sites d'injections individuellement peut conduire à une surestimation de l'injectivité ce qui pourrait compromettre l'intégrité du stockage. De plus, à cause de la surpression régionale de puits multiples, l'injection par plusieurs puits affecte une plus grande surface du domaine, la capacité dynamique de l'ensemble du domaine et l'AoR doivent être calculées de façon cumulée par rapport au nombre de puits utilisés.

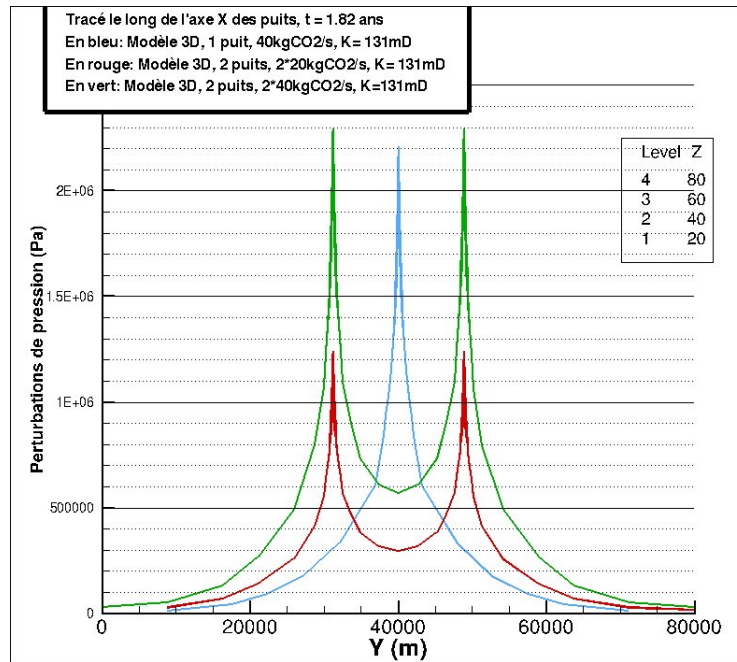


FIGURE A.8 – Perturbation de pression pour des scénarios avec un ou deux puits injectant 40kgCO<sub>2</sub>/s ou 20kgCO<sub>2</sub>/s chacun dans un milieu homogène

En présence d'hétérogénéités verticales, les résultats montrent que l'injectivité diminue (figures A.9). En revanche, la propagation de la perturbation de pression est plus limitée que pour le modèle homogène (à 3.63ans d'injection) pour lequel la dissipation de la perturbation de pression est plus rapide. Les hétérogénéités permettraient d'atténuer légèrement les interférences de pression. Toutefois, la perte d'injectivité liée aux hétérogénéités est plus importante que celle liée aux interférences des deux puits.

Le taux d'injection imposé est, ici, le paramètre le plus contraignant pour l'augmentation de pression : pour une même quantité injectée (soit en considérant des temps différents, soit un nombre de puits différent), les différences de pression les plus importantes sont dues au taux d'injection plutôt qu'aux interférences.

Les interférences de pression n'influent pas sur la distribution du panache pour la période et le taux d'injection étudié : les profils de saturation en gaz sont confondus. Pour un type de modèle donné, les taux de dissolution sont similaires quel que soit le nombre de puits. En revanche, comme pour les modèles radiaux, la présence d'hétérogénéités crée des zones de drainage préférentiel permettant une extension latérale du panache plus importante. Comme décrit au paragraphe 1.4 (page 33), la présence d'hétérogénéités améliore le taux de dissolution pendant l'injection, avec un taux de dissolution du modèle hétérogène deux fois plus important que pour le modèle homogène à 3.6ans d'injection.

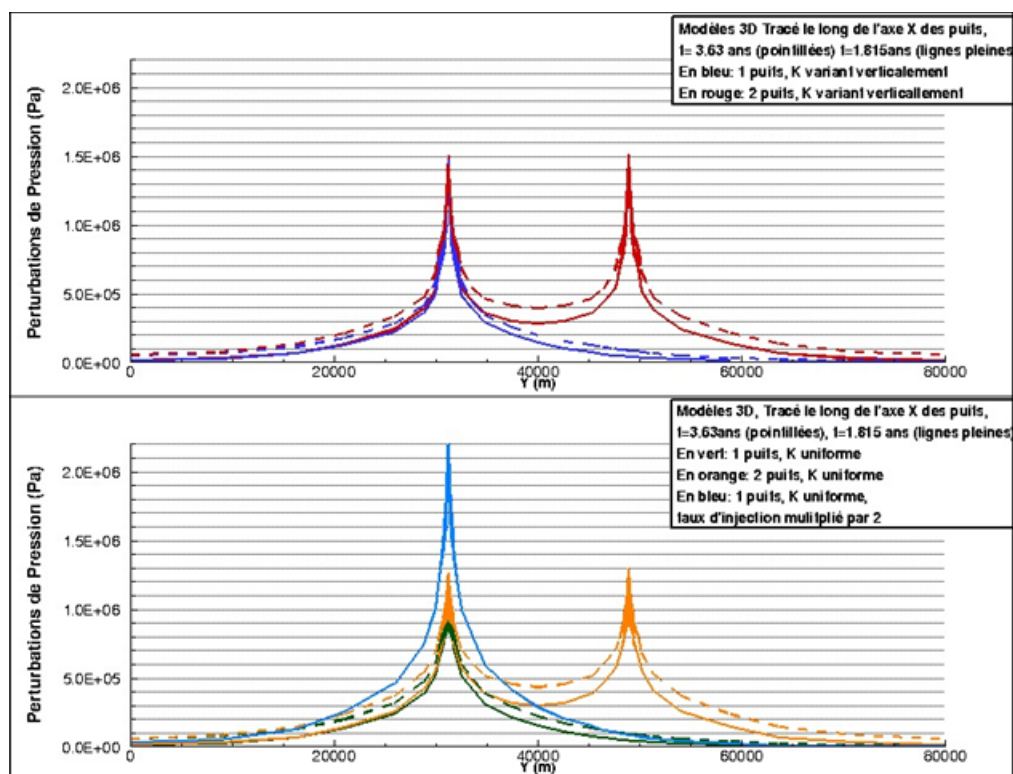


FIGURE A.9 – Perturbations de pression après 3,6 ans d’injection. Modèles hétérogènes ou homogènes à un ou deux puits, chacun des puits injectant 20kgCO<sub>2</sub>/s

### Critiques et limites des modèles 3D conceptuels

La taille des modèles 3D conceptuels ne permet pas de simuler l’injection de quantités suffisantes ou des temps d’injection réalistes pour étudier la propagation de la perturbation de pression. Il est nécessaire d’utiliser des modèles à l’échelle régionale, ce qui permettrait également d’ajouter d’autres puits.

De plus, pour l’ étude à l’échelle régionale et sachant que les paramètres du modèle influencent les caractéristiques des interférences, l’étude de ces interférences serait plus cohérente sur un modèle spécifique à un site que sur ce type de modèle conceptuel.

## Annexe B

# Variabilité spatiale du champ de perméabilité approchée par la méthode des moyennes mobiles

La méthode géostatistique des moyennes mobiles permet, pour chaque tirage de variables aléatoires indépendantes  $A_i$ , de simuler de multiples réalisations afin de représenter le champ d'incertitude des hétérogénéités du milieu puisque la répartition réelle de la perméabilité en tout point du réservoir n'est pas connue. Chacune des ces réalisations fines des hétérogénéités servira à la fois de références pour comparer les résultats et de bases pour la génération des autres types de représentations pour le chapitre 4.

1. Des variables aléatoires  $A_i$  indépendantes, suivant la même loi uniforme entre 0 et 1, sont générées sur une grille fine et isotrope. Cette grille fine doit être plus grande que la grille finale puisque la longueur de la portée lui sera retranchée de part et d'autre du domaine.

Exemple : une grille de 50000 cellules de 7m en X et de 24 cellules de 7m en Z (et 1 cellule de 7m en Y). Ce qui donne une longueur de 350km auxquels 588m (corrélation en X de 600m) seront supprimés et une hauteur de 168m auxquels seront retirés 14m (corrélation en Z de 20m).

2. Les variables  $A_i$  sont modifiées pour être normées et centrées.
3. La méthode des moyennes mobiles est ensuite employée pour obtenir des variables corrélées  $Y_i$  selon l'ellipse de recherche définie en fonction des longueurs de corrélations souhaitées (B.1). En s'appuyant sur le théorème central limite, la loi des  $Y_i$  converge donc vers une loi normale centrée, réduite. A 2 dimension, le variogramme des variables est un variogramme circulaire avec une anisotropie géométrique.

$$Y_i = \frac{1}{\sqrt{n}} \sum_{j=1}^n A_j \quad \text{avec} \quad \frac{d_x(A_i, A_j)^2}{(x_{portee}/2)^2} + \frac{d_z(A_i, A_j)^2}{(z_{portee}/2)^2} \leq 1 \quad (\text{B.1})$$

*Corrélation des  $Y_i$  par la méthode des moyennes mobiles*

4. Les variables ayant une distribution gaussienne, il est possible de les transformer pour obtenir des perméabilités de distribution log-normale, telle que (B.2) :

$$K_i = M * \exp\left(\sigma * Y_i - \frac{\sigma^2}{2}\right)$$

d'espérance  $M$  et de variance  $M^2 * (\exp(\sigma^2) - 1)$  (B.2)  
 $\sigma^2$  étant la variance du log de la perméabilité

*Transformation de la variable multigaussienne Y en distribution log-normale*<sup>1</sup>.

L'espérance (moyenne arithmétique) est fixée à 100mD ( $10^{-13}$  m<sup>2</sup>), la médiane (moyenne géométrique) à 32.4 mD ( $3.24 * 10^{-14}$  m<sup>2</sup>), l'écart-type de la distribution log-normale est de 1.5. Lors de la simulation d'écoulement par le logiciel TOUGH2/ECO2N, les pressions capillaires sont modifiées en fonction de la valeur de la perméabilité d'après la fonction J-Leverett (équation B.3 Leverett [16])

$$J(Sw) = \frac{Pc}{\sigma * \cos(\theta)} * \sqrt{\frac{K}{\phi}}$$

$Sw$  : Saturation en eau     $Pc$  : pression capillaire     $\sigma$  : tension de surface  
 $\theta$  : angle de contact     $K$  : perméabilité     $\phi$  : porosité

En supposant que  $\sigma$ ,  $\theta$ ,  $\phi$  et que la forme de la fonction de pression capillaire ne varient pas spatialement, on obtient :

$$Pc_2(Sw) = Pc_1(Sw) * \sqrt{\frac{K_1}{K_2}}$$

$Pc_1(Sw)$  : pression capillaire pour la perméabilité de référence :  $K_1$

*Modification de la pression capillaire en fonction de la perméabilité d'après la fonction J-Leverett.* (B.3)

## Annexe C

# Informations supplémentaires sur les valeurs des paramètres des modèles 2D

### C.1 Méthodes de calcul de la compressibilité des pores pour les carbonates

#### C.1.1 Corrélations entre porosité et compressibilité des pores pour les carbonates

Une première méthode pour déterminer la compressibilité des pores du réservoir lorsqu'il n'existe pas de données se base sur des corrélations entre porosité et compressibilité. Ces corrélations ont été déduites de mesures expérimentales effectuées sur des échantillons de différentes porosités. Différentes corrélations sont établies en fonction du type de roche sédimentaire (silicoclastique ou carbonaté). Suivant l'auteur et le nombre de données expérimentales disponibles, différentes corrélations pour les carbonates sont obtenues :

- Corrélation de Hall (1953) [17], [18], [19] (établie à partir de 12 échantillons, cette corrélation mélange échantillons de carbonates et de grès, faible corrélation) :

$$C_p = 1.86 * 10^{-6} * \phi^{-0.145} psi^{-1} \quad \text{avec } 0.2 < \phi < 0.26 \quad (C.1)$$

- Corrélation de Newman (1973) [20], [18], [19] (à partir de 59 échantillons provenant de 11 réservoirs carbonatés). L'erreur moyenne absolue est évaluée à 11,8% :

$$C_p = \frac{0.853531}{(1 + 1.0753 * 2.30304 * 10^6 * \phi)^{1/1.0753}} psi^{-1} \quad \text{avec } 0.02 < \phi < 0.33 \quad (C.2)$$

- A partir de ces observations expérimentales, la corrélation de Newman a été améliorée plus tard par Horne (1995) [21], [22], [23] :

$$C_p = exp(4.026 - 23.07 * \phi + 44.28 * \phi^2) * 10^{-6} psi^{-1} \quad \text{avec } 0.02 < \phi < 0.33 \quad (C.3)$$

- Enfin, Jalalh (2006, [23]) propose une nouvelle amélioration pour la corrélation de Horne-Newman. Dans ce cas, les données expérimentales de Newman ne sont plus prises en compte puisque ces mesures ont été effectuées pour une pression lithostatique de 75%, basée sur la profondeur à laquelle les échantillons ont été obtenus, alors que les autres données proviennent de tests effectués pour des pressions lithostatiques variables. La corrélation est basée sur celles de Hall (1953), de Van der Knapp (1957), de Von Gonten and Choudhary (1969), de Laurent (1993) et de Jalalh (2006) soit 36 échantillons :

$$C_p = \exp(3.9952 - 33.933 * \phi + 98.04 * \phi^2) * 10^{-6} \text{psi}^{-1} \quad \text{avec } 0.02 < \phi < 0.33 \quad (C.4)$$

La figure C.1 représente ces données et les corrélations proposées.

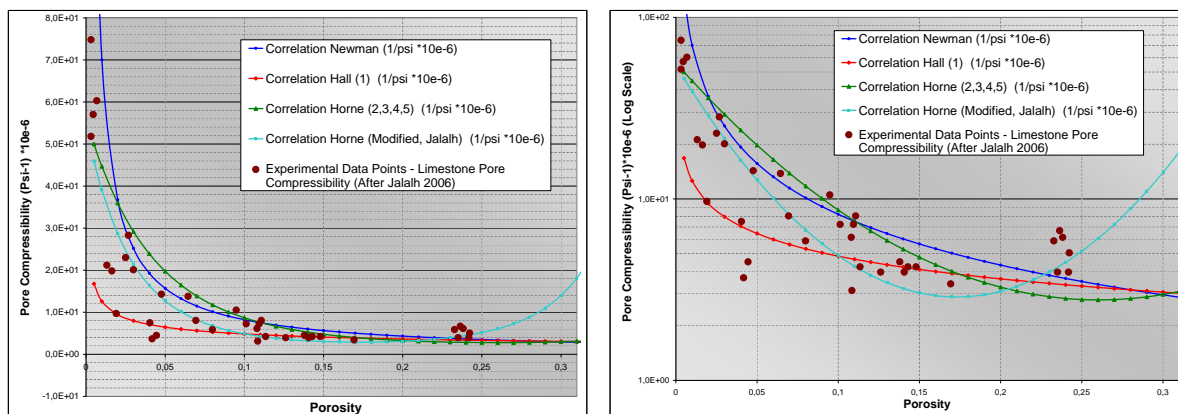


FIGURE C.1 – Corrélations entre compressibilité des pores et porosité. A droite, échelle logarithmique pour les valeurs de compressibilité des pores.

### C.1.2 Corrélations entre contrainte effective, pression de confinement, type de carbonates et compressibilité des pores pour les carbonates

Aloki et al. (2011, [24]) ont étudié les variations de compressibilité des pores en fonction de la contrainte effective (variation de la pression hydrostatique) et du type de carbonate et de sa porosité initiale : calcaires avec des macropores cristallisés (microporosité, "crystalline limestone"), calcaires ayant une macroporosité peu connectée ("separated vuggy pores limestone"), calcaires avec des macropores bien connectées ("touching vuggy pores limestone") et dolomites. De ces mesures, ils déterminent pour chaque type une corrélation :

$$C_p = (C_{p\infty} + a * \exp(-\sigma'/b)) * 10^{-6} \text{psi}^{-1}$$

$C_{p\infty}$  : Compressibilité des pores à un niveau élevé de contrainte (asymptote horizontale de  $C_p$  vs.  $\sigma'$ )  
 $a$  et  $b$  : Deux constantes variant en fonction de l'échantillon

(C.5)

Harari et al. (1995, [25]) ont également étudié les variations de compressibilité des pores en fonction du différentiel de pression (entre pression de confinement et de pores), et en fonction de la texture du carbonate : mudstones (moins de 10% de grains dans une boue

carbonatée), wackestones (plus de 10% de grains non en contact dans une boue carbonatée), packstones (grains en contact, présence de boue carbonatée), grainstones (grains en contact, absence de boue carbonatée). En faisant varier le différentiel de pression sur ces échantillons (32 carbonates), les coefficients pour la corrélation suivante sont obtenus :

$$C_p = a(P_c - P_p)^b * 10^{-6} \text{psi}^{-1}$$

$P_c$  et  $P_p$  : Pression de confinement et de pores, respectivement (C.6)  
 $a$  et  $b$  : Deux constantes variant en fonction de l'échantillon

Dans les deux cas, comme pour les corrélations entre compressibilité des pores et porosité, les auteurs remarquent que la compressibilité des pores augmente avec la diminution de la porosité initiale (sauf pour les trois cas "touching vuggy pores limestone" qui ne semblent pas montrer de comportement monotone avec la porosité).

### C.1.3 Compressibilité de pores des modèles

Le tableau C.1 récapitule les valeurs obtenues selon les différentes méthodes précédemment citées et appliquées aux conditions de l'aquifère du Dogger du bassin de Paris :

- $\phi = 12\%$  pour les corrélations basées sur la porosité,
- Pour la méthode d'Aloki et al., seuls les résultats pour des calcaires ayant une porosité proche de 12 % sont considérés : "crystalline limestone" avec  $\phi = 10.61\%$  ( $C_{p\infty} = 4.5 * 10^{-6} \text{psi}^{-1}$ ,  $a = 49.97 * 10^{-6} \text{psi}^{-1}$ ,  $b = 1548 \text{psi}$ ) et "touching vuggy pores limestone" avec  $\phi = 11.16\%$  ( $C_{p\infty} = 0.16 * 10^{-6} \text{psi}^{-1}$ ,  $a = 30.47 * 10^{-6} \text{psi}^{-1}$ ,  $b = 2142 \text{psi}$ ) toutefois ce dernier type est probablement moins représentatif du Dogger.

La contrainte effective est calculée d'après le postulat de Terzaghi :  $\sigma'_{vo} = \sigma_{vo} - u_o$ , avec :

- $\sigma_{vo}$  : contrainte verticale totale due au poids des formations sus-jacentes (pression lithostatique). Ici, la contrainte verticale est calculée pour 1550 m de profondeur, la masse volumique des roches est estimée à  $2450 \text{kg/m}^3$ .
- $u_o$  : pression interstitielle due aux fluides (pression hydrostatique), i.e. pression du réservoir : 166 bars.
- Pour la méthode d'Harari, tous les types de textures décrits sont rencontrés dans le Dogger, mais ce sont les corrélations pour les packstones ( $11.8\% < \phi < 28.7\%$ ,  $a = 0.000837$ ,  $b = -0.608$ ) et wackestones ( $5.3\% < \phi < 18.7\%$ ,  $a = 0.000953$ ,  $b = -0.644$ ) qui sont sélectionnées puisque  $\phi = 12\%$  fait partie de leur intervalle de validité.

La pression de confinement (s'exerce horizontalement à cause de l'action des roches voisines) est assimilée à la contrainte horizontale minimale que l'on calcule par :  $\sigma_h = 0.7 * \sigma_{vo}$

$\sigma_{vo}$  est calculée de la même manière que précédemment, la valeur 0.7 provient de [26] d'après des tests de stimulations via 9 puits dans le Dogger. Pour le différentiel de pression, la pression de pores équivaut à la pression du réservoir.

La corrélation de Horne (i.e. Newman modifié) étant la plus largement utilisée et proche de la médiane des valeurs, elle sera appliquée pour obtenir la compressibilité de référence de notre réservoir. Deux autres valeurs sont retenues pour les simulations : la valeur maximale ( $16.99 * 10^{-10} \text{Pa}^{-1}$ ) et la valeur minimale ( $5.5 * 10^{-10} \text{Pa}^{-1}$ ).

Avec peu de données sur le réservoir, ces corrélations pourront être utilisées pour évaluer une valeur probable de la compressibilité. Le choix de ces valeurs permettra d'obtenir les intervalles d'incertitudes des résultats en terme de compressibilité des pores tout en sachant que ces



ANNEXE C. INFORMATIONS SUPPLÉMENTAIRES SUR LES VALEURS DES PARAMÈTRES DES MODÈLES 2D

TABLE C.1 – Compressibilité des pores obtenues à partir des différentes corrélations et pour le cas du Dogger

Cp	Corrélation Hall	Corrélation Newman	Corrélation Horne	Corrélation Horne (modifiée, Jalalh)	Aloki, "Crystal-line limestone", $\phi=10.61\%$	Aloki, "touching vuggy pores limestone", $\phi=11.16\%$	Harari, packstones	Harari, wackestones
$*10^{-10}$ Pa <sup>-1</sup>	6.5	10.07	9.65	5.51	16.99	11.15	15.	13.2

valeurs ont elles-mêmes des intervalles d'erreur et que la porosité est supposée fixée à 12%.

Enfin, la valeur minimum calculée est supérieure à la valeur utilisée par défaut ( $4.5*10^{-10}$  Pa<sup>-1</sup>), ce qui semble corroborer le fait que cette valeur est inadéquate pour notre cas.

## C.2 Perméabilités Relatives et Pression Capillaire

Lorsque les données de perméabilités relatives ne sont pas disponibles, en général, ce sont les modèles de Van Genuchten-Mualem et Brooks-Corey qui sont utilisés.

Dans notre cas, un jeu de données expérimentales est disponible d'après André et al. (2007, [27] utilisé également par [28] et [29]). D'après celles-ci, le comportement de l'eau suit le modèle de Van-Genuchten avec un coefficient  $\lambda=0,6$ , une saturation résiduelle à 0,199 ( $S_{wr}$ ) et une saturation maximale à 1 ( $S_{ws}$ ) cf.C.7. Le comportement du gaz peut-être approché par une équation du 4<sup>ème</sup> degré avec une saturation en gaz résiduelle de 0,05 ( $S_{gr}$ ) (cf. équation C.8).

Un autre jeu de données de perméabilités relatives sera également utilisé : les données de l'aquifère carbonaté de Nisku, Alberta, Canada ([30]). Dans le cas où les données ne sont pas disponibles, l'autre possibilité consiste à utiliser les données d'un aquifère analogue. Comme l'aquifère du Dogger, l'aquifère de Nisku est un aquifère carbonaté et dans la base de données disponibles, il est celui dont les propriétés pétrophysiques sont les plus proches.

D'après la figure C.2, comparant ces modèles, le CO<sub>2</sub> sera plus mobile dans le cas où les données expérimentales sont utilisées puisque les valeurs de perméabilités relatives sont plus élevées pour  $S_{gr} < S_g < S_{gmax}$ .

$$\begin{aligned}
 k_{rw} &= \sqrt{S^*} [1 - (1 - [S^*]^{1/\lambda})^\lambda] & \text{si } S_w < S_{ws} \\
 k_{rw} &= 1 & \text{si } S_w \geq S_{ws} \\
 k_{rg} &= 1 - k_{rw} & \text{si } S_{gr} = 0 \\
 k_{rg} &= (1 - \hat{S})^2 * (1 - \hat{S}^2) & \text{si } S_{gr} > 0
 \end{aligned}$$

avec la restriction  $0 < k_{rw}, k_{rg} < 1$

$$S^* = (S_w - S_{wr}) / (S_{ws} - S_{wr})$$

$$\hat{S} = (S_w - S_{wr}) / (1 - S_{gr} - S_{wr})$$

Modèles de Van Genuchten Mualem pour l'eau et Corey pour le gaz

(C.7)

$$k_{rg} = 1,3978 - 3,7694 * S_w + 12,709 * (S_w)^2 - 20,642 * (S_w)^3 + 10,309 * (S_w)^4$$

Equation de perméabilité relative pour le CO<sub>2</sub> d'après les expériences sur le calcaire de Lavoux[27]  
(C.8)

Cette dernière équation est ajoutée au code TOUGH2 pour être utilisées lors de la simulation.

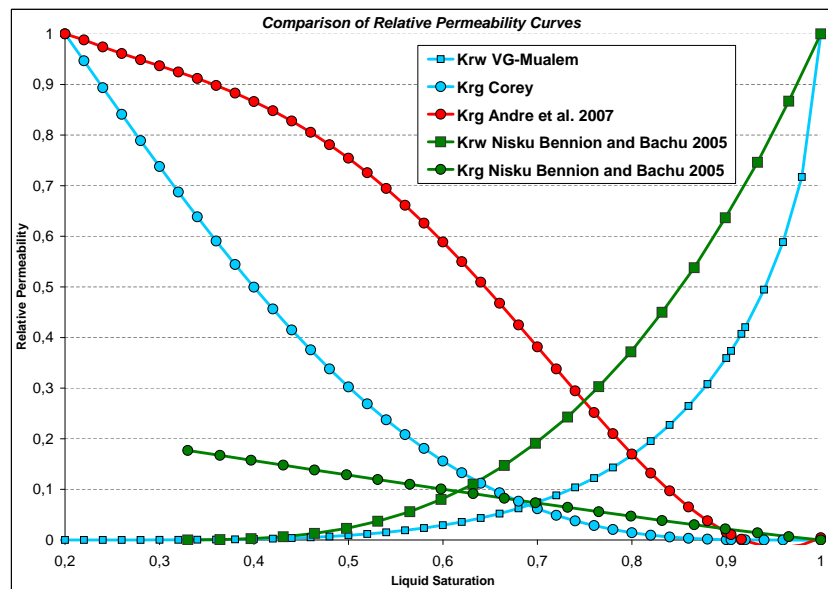


FIGURE C.2 – Modèles de perméabilités relatives de Van Genuchten-Mualem, Corey ; et données expérimentales de l'aquifère du Dogger[27] et de l'aquifère de Nisku[30]

Pour les pressions capillaires, le modèle de Van-Genuchten est utilisé avec le même facteur  $\lambda$  que pour les courbes de perméabilités relatives. La pression capillaire d'entrée est fixée à 54000Pa, la pression capillaire maximale est de  $10^{-7}$ Pa.

### C.3 Données sur les marnes du Callovo-Oxfordien et valeurs utilisées

Référence	Origine/Méthode	Epaisseur	Perméabilité [m/s]	Perméabilité [m <sup>2</sup> ]	Porosité	Perméabilités relatives	Pression capillaire d'entrée	Coefficient d'emménagement spécifique	Compressibilité des pores**
Andra 2006, Couplex-Gas Benchmark exercise (TOUGH2-MP User's Guide)	simulation H2/eau	100m	-	Kh = 5E-20 Kv = 5E-21	15%	Van Genuchten (n=1,49; Sgr=0; Swr=0,4)	15E+06 Pa	2,3E-06 1/m	11,5E-10 1/Pa
Enssle et al. 2011	tests hydrauliques	55,2 m	1E-12 - 1E-13	1E-19 - 1E-20	-	-	-	-	-
	simulation eau/air (best fit)	55,2 m	-	Kh=Kv= 7E-19	18%	Van Genuchten (n=1,49; Sgr=0; Swr=0,01)	14,7E+06 Pa	2E-06 1/m	7,2E-10 1/Pa
Poller, 2011	simulation H2/eau	130m	-	Kh = 5E-20 Kv = 5E-21	18%	Van Genuchten (n=1,49; Sgr=0; Swr=0,4)	15E+06 Pa	-	-
Granet et Meunier, 2012	simulation N2/eau	-	-	2.2E-20	18%	Van Genuchten (n=1,49; Sgr=0; Swr=0,01)	15E+06 Pa	-	-

FIGURE C.3 – Données provenant des simulations de stockage de déchets radioactifs dans le Callovo-Oxfordien à l'est du bassin parisien.

## ANNEXE C. INFORMATIONS SUPPLÉMENTAIRES SUR LES VALEURS DES PARAMÈTRES DES MODÈLES 2D

Référence	Origine/Méthode	Epaisseur	Perméabilité [m/s]	Perméabilité [m <sup>2</sup> ]	Porosité	Coefficient d'emmagasinement spécifique	Compressibilité des pores** [1/Pa]	Perméabilités relatives
Cosenza et al. 2002	mesures réalisées par l'ANDRA	-	-	-	14% 14% 9; 18%	1E-07 - 3E-06 1/m 1,6E-06 1/m 1,6E-06 1/m	Négligeable; 1,7E-09 7,5E-10 1,4E-09; 4,9E-10	-
Escoffier et al. 2005	Echantillons, Bure (profondeur: ~470m)	-	-	4E-20 - 4E-21	totale: 14% >connectée	0,15E-05 - 3E-05 1/m	Si $\Phi=14\%$ : 1E-07 - 2,1E-08	-
Delay 2006	tests sur échantillons (profondeur de ~550 à ~400m)	-	Kh= 7,6E-13; 9,1E-15 1,5E-12; Kv= 2,4E-16	Kh= 7,6E-20; 9,1E-22 Kv= 1,5E-19; 2,4E-23	-	1E-7; 1E-4 1/m (75% essais entre 1E-6 et 3E-5) module biot: 4E-7; 1E-6 Modèles tests insitu: 1E-6	dépend de la porosité (pas d'informations sur la porosité des échantillons) et forte incertitude (>50%)	-
	tests sur forages, puits	-	1E-12 - 5E-15	1E-19 - 5E-22	valeur de 1E-11m/s (1E-18m <sup>2</sup> ) mesurée mais conditions de forages très dégradées			
	tests à Bure (forages galeries)	-	1E-13 - 1E-14	1E-20 - 1E-21	-	-	-	-
Esteban et al. 2007	Site de l'Andra, tests au puits, 2 types d'échantillons	130 m	-	-	* proche du Dogger: connectée = 8; 11% *haut de l'aquitard connectée = 2; 8%	Echantillon proche du Dogger: plus argileux, porosité mieux connectée, Echantillon au top: argile + laminations carbonatés, faible connection des pores (cimentation de calcite pendant la compaction tardive ou diagénèse précoce) => connection fonction de l'orientation et du type des minéraux		
Boulin et al. 2008	Site de l'Andra, tests sur échantillons	-	-	1E-18 (gaz, eau vapeur); 1E-20 (eau, liquide)	Connectée (75% $\Phi_{totale}$ ); 13,3; 14,8%, Totale: 18; 18,6%	-	~ 1E-10	Modèles Van Genuchten ou Corey échouent à représenter Kr. Sgr ~0,1
Jognot et al. 2009	Echantillons de puits, site de l'Andra	-	-	1E-19 - 1E-21	Connectée: 3; 15%	-	-	-

FIGURE C.4 – Données provenant des mesures des propriétés du Callovo-Oxfordien à l'est du bassin parisien.

Référence	Origine/Méthode	Epaisseur	Perméabilité [m/s]	Perméabilité [m <sup>2</sup> ]	Porosité	Perméabilités relatives	Pression capillaire d'entrée
Pesquet-Ardisson, 2010	Données Compilées	85m	1E-10 - 1E-14	1E-17 - 1E-21	-	-	-
	Calibration par Marthe	-	1.0E-12	1.0E-19	-	-	-
	Valeurs Utilisées	85 m	-	1E-16 - 1E-18	-	-	-
Rohmer et Seyedi, 2010		90m	-	1E-18 - 5E-20	5%	Van Genuchten (m=0,6; Sgr=5%, Swr=30%)	8E+06 Pa

FIGURE C.5 – Données provenant des simulations de stockage de CO<sub>2</sub> dans le bassin parisien modélisant la couverture et le réservoir (Pesquet-Ardisson, 2010 [29] et Rohmer et Seyedi, 2010 [28]).

Les données de Rohmer et Seyedi [28] proviennent soit des études effectuées par l'Andra en 2005, soit d'études effectuées par Fleury, 2007, mais les résultats de ces dernières sont également basées sur le haut du Dogger, le Comblanchien, et ne sont donc pas nécessairement appropriées. A part pour l'épaisseur et la perméabilité, les valeurs utilisées par Pesquet-Ardisson [29] sont identiques à celle de Rohmer et Seyedi [28].

En se basant sur ces informations et en tenant compte des critiques et des incertitudes associées (pertinence ou non des données pour la formation, la zone géographique, la profondeur, l'échelle considérées), la couverture du Dogger est modélisée avec les propriétés suivantes :

- une épaisseur de 158m représentée par 2 couches de 7m chacune au niveau de l'interface réservoir/couverture, surmontées de 4 couches de 36m chacune <sup>1</sup>.
- la porosité connectée du Callovo-Oxfordien, mesurée varie entre 3 et 15%, et serait à peu près équivalente à 75% de la porosité totale soit d'après les valeurs totales mesurées entre 10.5 et 13.5%. Sachant que ces données sont relevées à des profondeurs inférieures à 1000m, la borne inférieure est sélectionnée : 10.5%.
- Deux scénarios avec différentes perméabilités (isotropes) pour le Callovo-Oxfordien (en plus du scénario de référence où la couverture est imperméable) sont envisagés. Dans le premier cas, la perméabilité de la couverture est fixée à  $1 \cdot 10^{-19} \text{m}^2$ , c'est-à-dire la borne supérieure pour les mesures de perméabilité (pour l'eau liquide). D'après plusieurs études ([31], [32], [10], [33], [13]), une perméabilité inférieure à  $1 \cdot 10^{-19} \text{m}^2$  aurait probablement peu d'effet sur les résultats par rapport au cas imperméable. Dans le second scénario, la perméabilité du Callovo-Oxfordien est égale à  $1 \cdot 10^{-17} \text{m}^2$  qui correspond à la valeur la plus élevée, justifiée par l'échelle du modèle utilisée (échelle du bassin vs. échelle des mesures).
- Pour les perméabilités relatives des fluides dans la couverture, le modèle de Van Genuchten-Mualem est utilisé puisqu'aucune autre donnée n'a été trouvée. Le paramètre exposant de Van Genuchten est égal à 0.329 ( $1-1/n$ ), la saturation maximale en liquide est fixée à 1, résiduelle en liquide à 0.01, résiduelle en gaz à 0.1.
- Pour la pression capillaire, le modèle de Van Genuchten est utilisé avec le même exposant. La pression capillaire d'entrée est de 15MPa ; la pression maximale de 20MPa. Les saturations en liquide maximale et résiduelle sont égales à 0.9999 et 0.0001 respectivement.
- Dans un premier temps, pour étudier l'effet de la variation de la perméabilité de la couverture sur la dissipation de la perturbation de pression, une faible valeur de compressibilité des pores sera utilisée. De plus, comme le coefficient d'emmagasinement spécifique a été mesurée pour de faibles profondeurs et que le secteur étudié pour l'injection de  $\text{CO}_2$  suppose des profondeurs plus importantes, les valeurs de ce paramètre, dans le cadre de cette étude, seront probablement plus faibles suite à l'enfouissement. Les valeurs relevées minimales sont de l'ordre de  $10^{-7} \text{m}^{-1}$  en terme de coefficient d'emmagasinement. Pour

---

1. Un test a été réalisé en ne modélisant qu'une partie de l'épaisseur de la couverture (50m) pour limiter le nombre de cellules du modèle. Mais dans le cas d'une couverture relativement perméable ( $1\text{E-}17\text{m}^2$ ), la perturbation de pression atteignait rapidement le haut de la couverture (limite fermée) donnant alors des résultats très proches du cas où la couverture est imperméable et ne permettant pas de caractériser correctement l'effet de l'incertitude de ce paramètre. Toutefois, ce résultat permet de considérer que si l'épaisseur de la couverture est faible, l'influence de la perméabilité de la couverture est négligeable pour l'intervalle de valeurs considérées ou que dans le cas d'une couverture relativement perméable, son épaisseur déterminera son influence sur les résultats.

convertir cette grandeur en compressibilité des pores, l'équation C.9 est utilisée.

$$S_s = \rho_l * g * \phi * (C_p + C_l + C_m)$$

$S_s$  : coefficient d'emmagasinement spécifique [ $m^{-1}$ ]  
 $\rho_l$  : masse volumique de l'eau [ $\approx 999.6 \text{ kg.m}^{-3}$  aux conditions  $P, T$  étudiées]  
 $g$  : constante de gravité [ $\approx 9.81 \text{ m.s}^{-2}$ ]  
 $\phi$  : porosité fixée à 10.5%  
 $C_p, C_l, C_m$  : Compressibilité de pores, du liquide, de la matrice [ $\text{Pa}^{-1}$ ]

(C.9)

La compressibilité de la matrice est négligée par rapport à celle des pores alors que la compressibilité du liquide est souvent du même ordre de grandeur que la compressibilité des pores [34]. Pour obtenir la compressibilité de l'eau aux conditions température, pression et salinité de notre étude, la densité de l'eau est calculée pour différentes pressions (via le logiciel TOUGH2) entre 15 et 17MPa à une température fixée de 65°C et une fraction massique de NaCl de 0.019. La compressibilité de l'eau obtenue est d'environ  $4.1 \cdot 10^{-10} \text{ Pa}^{-1}$ . Finalement, pour un coefficient d'emmagasinement de  $7.8 \cdot 10^{-7} \text{ m}^{-1}$ , la compressibilité des pores obtenue est de  $3.48 \cdot 10^{-10} \text{ Pa}^{-1}$ .

L'importante incertitude sur la valeur de la compressibilité des pores du Callovo-Oxfordien dans les mesures amène à s'interroger sur l'influence de celle-ci sur la réponse du système. Peu d'études semblent s'être penchées sur ce paramètre pouvant être déterminant sur la réponse du système suite à l'injection du  $\text{CO}_2$ . Dans la littérature relevée, seuls Birkholzer et al. (2009,[31]) étudient l'influence d'une variation de la compressibilité des pores de la couverture mais en faisant varier en même temps cette valeur dans les aquifères et aquitards ce qui ne permet pas de déterminer si l'incertitude sur la compressibilité des pores de la couverture peut avoir un effet critique sur les prédictions d'un projet de stockage, ni de le comparer à celui de la perméabilité de la couverture. Pour le second scénario, la compressibilité des pores est augmentée de deux ordres de grandeurs, i.e.  $C_p=3.48\text{E-}8\text{Pa}^{-1}$  ou  $S_s=3.62\text{E-}5\text{m}^{-1}$ . Cette seconde valeur reste donc dans l'intervalle d'incertitudes des mesures de coefficient d'emmagasinement, le rapport entre les deux valeurs de compressibilité est équivalent à celui des perméabilités ce qui permettra de comparer leur influence respective. Enfin, le fait d'utiliser pour ces deux grandeurs le même rapport (100) peut s'avérer également intéressant puisque le scénario avec les plus faibles perméabilité et compressibilité aura une diffusivité hydraulique équivalente à celle du scénario avec les plus fortes perméabilité et compressibilité.

## Annexe D

# Choix du nombre de réalisations stochastiques

Pour évaluer le nombre minimal de réalisations aléatoires pour couvrir l'espace d'incertitudes dues à la variabilité spatiale de la perméabilité, les résultats de lots de 100, 150, 200, 250 réalisations aléatoires sont comparés.

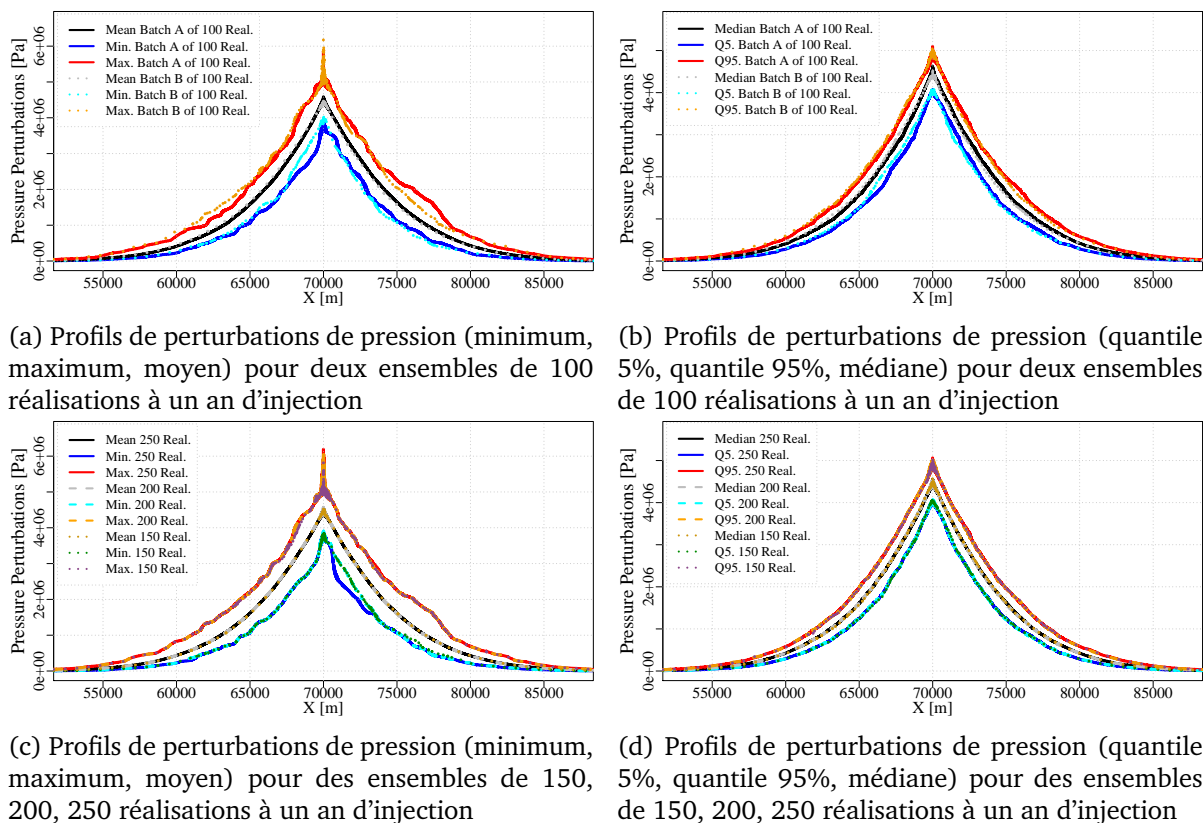


FIGURE D.1 – Propriétés statistiques en pression de différents ensembles de réalisations

La comparaison des résultats en pression de deux ensembles de 100 réalisations (figures D.1a et D.1b) montre que les profils de perturbations de pression moyens et médians sont

quasiment confondus pour toutes les périodes d'injections (un an d'injection sur les figures). Les profils moyens de perturbations de pression sont symétriques par rapport aux puits et décroissent de façon monotone. En revanche, les quantiles 5% et 95%, les enveloppes minimum et maximum diffèrent.

Les résultats en pression d'ensembles de 150, 200 et 250 réalisations montrent que l'augmentation du nombre de réalisations, au delà de 150 réalisations, ne modifie pas significativement les profils de perturbations de pression moyens et médians, ni ceux des quantiles compris entre 5% et 95%. Les principales différences sont observées pour les profils maximums et minimums avec une forte déviation d'un côté du puits entre 250 réalisations et les autres lots de réalisations. Toutefois pour les quantiles 1% et 99%, les résultats des jeux de 250 et 200 réalisations sont superposés.

Les différences en termes de perturbations de pression semblent donc se stabiliser à partir de 200 réalisations.

En effet, sur la figure D.2, les écarts quadratiques moyens (RMSE), entre 150 et 200 réalisations et entre 200 et 250 réalisations varient peu. Pour les valeurs statistiques telles que la moyenne, les quantiles (de 5% à 95%) et le maximum, les écarts entre 150 et 250 réalisations sont soit similaire, soit un peu inférieurs à ceux entre 200 et 250 réalisations. Pour les minimas seulement, les RMSE par rapport à 250 réalisations sont nettement supérieures à celles calculées avec 200 réalisations. Toutefois, les écarts par rapport à 250 réalisations des jeux de 150 et 200 réalisation sont presque identiques.

Pour les taux de dissolution, l'extension de la saturation en gaz et les volumes affectés par le CO<sub>2</sub> (figure D.3), les résultats entre 200 et 250 réalisations sont identiques sauf pour le quantile 25% où les résultats sont légèrement sous-estimés pour 200 réalisations.

La stabilisation des résultats (moyenne, quantiles, ..) semble justifier l'utilisation de 200 réalisations pour capturer les variations majeures des résultats.

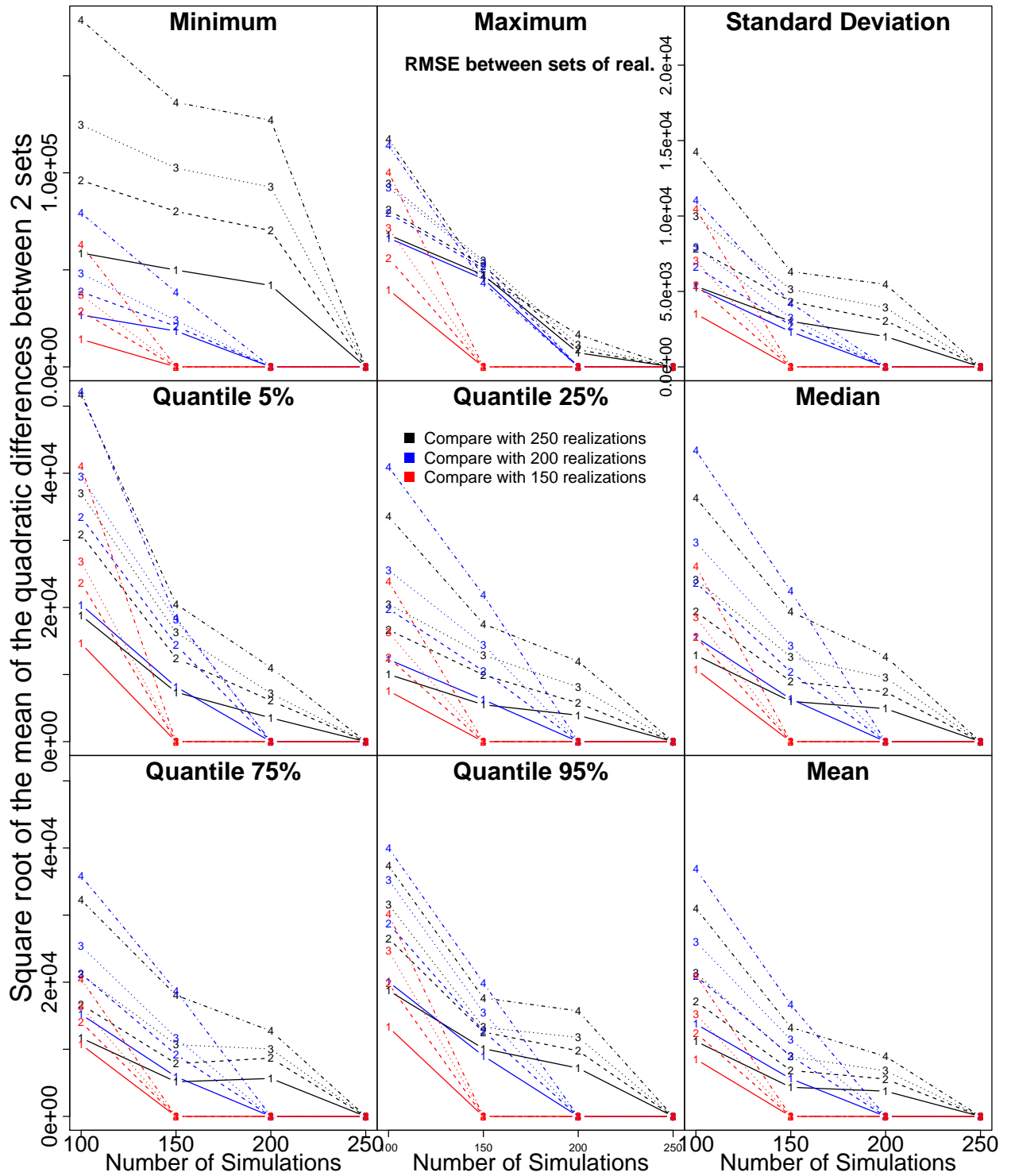


FIGURE D.2 – Racine carrée de la moyenne des écarts quadratiques entre différents ensembles de réalisations stochastiques pour les valeurs statistiques de la perturbation de pression sur tout le domaine. Comparaison à 2 (1), 4 (2), 6 (3) mois et 1 an (4).



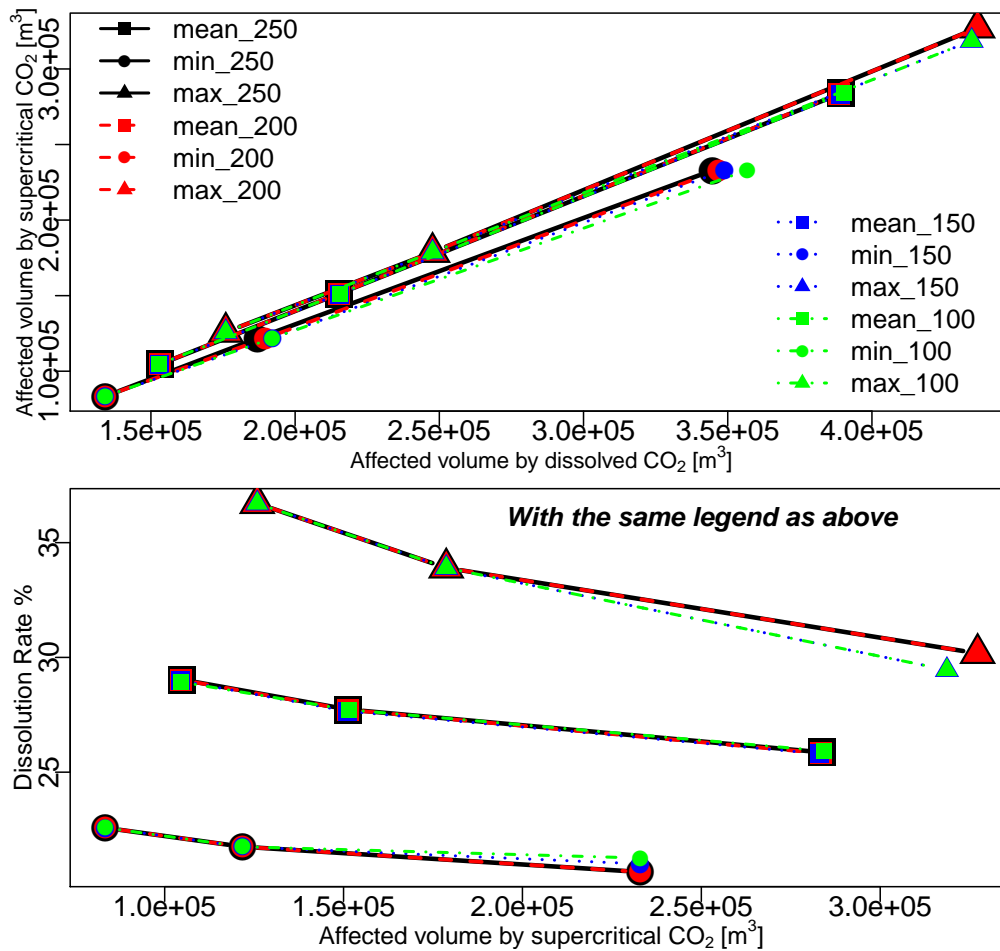


FIGURE D.3 – Comparaison des valeurs statistiques (moyennes, maximales et minimales) des volumes affectés par le CO<sub>2</sub> supercritique, par le CO<sub>2</sub> dissout et des taux dissolutions entre différents ensembles de réalisations stochastiques à 4, 6 mois et un an.

## **Annexe E**

# **Sensibilité de la réponse en pression à la perméabilité et à la compressibilité des pores de la couverture**

## ANNEXE E. SENSIBILITÉ AUX PROPRIÉTÉS DE LA COUVERTURE

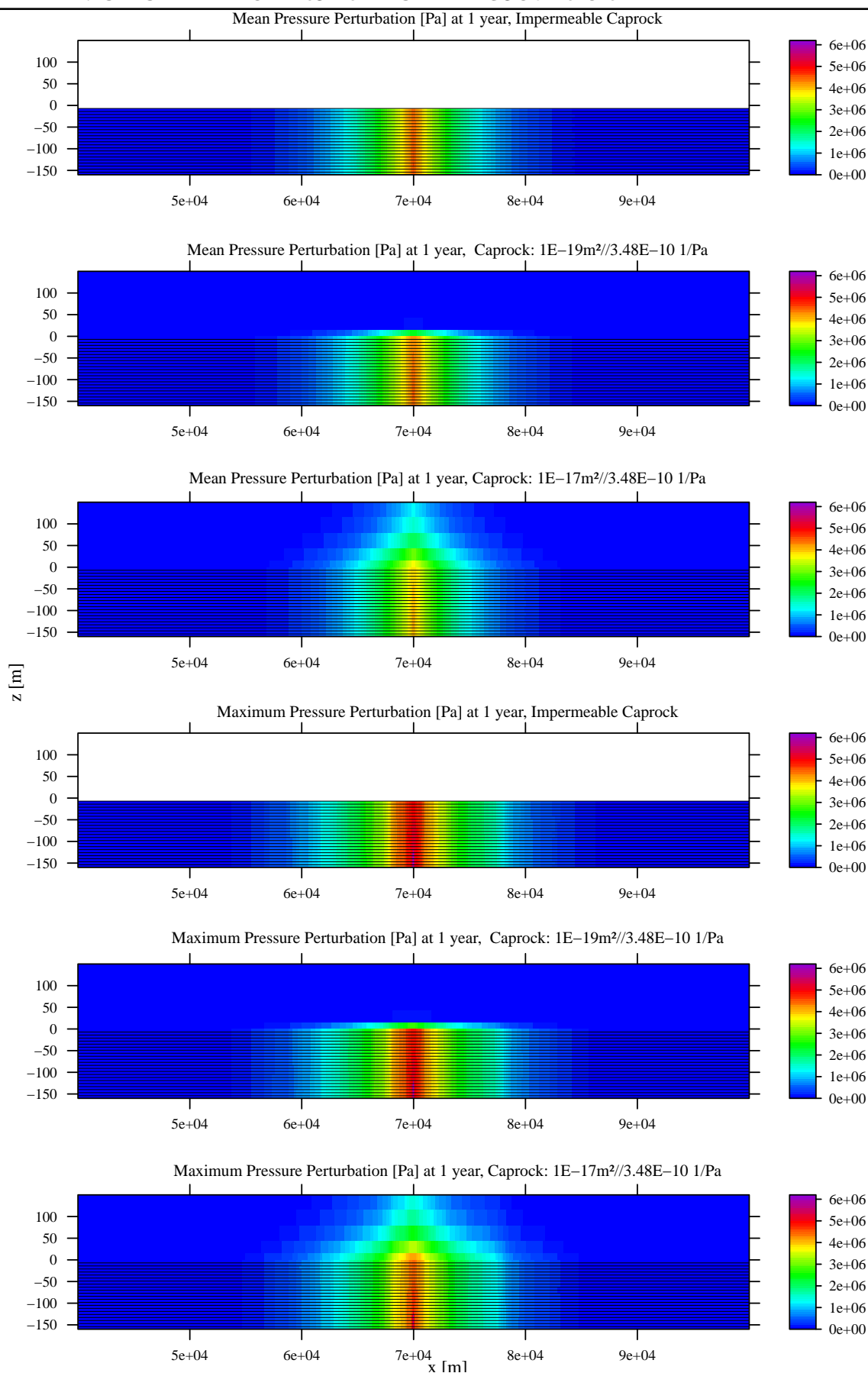


FIGURE E.1 – Résultats en pression [en Pa] moyen et maximum (200 réalisations, modèle à variabilité spatiale de la perméabilité) à un an d'injection pour différentes perméabilités de la couverture. La compressibilité des pores de la couverture est fixée à  $3.48 \cdot 10^{-10} \text{ Pa}^{-1}$ .

## ANNEXE E. SENSIBILITÉ AUX PROPRIÉTÉS DE LA COUVERTURE

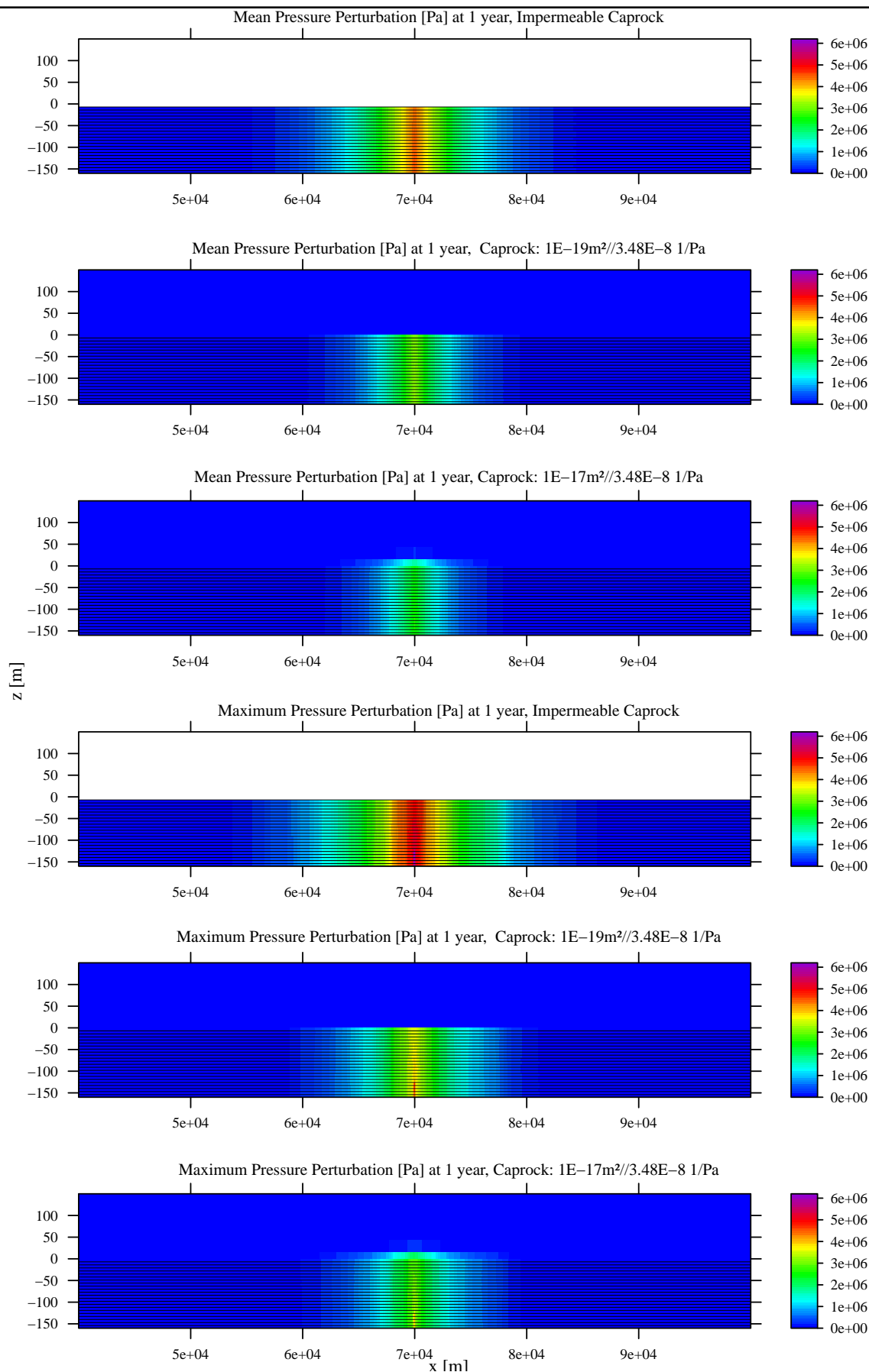


FIGURE E.2 – Résultats en pression [en Pa] moyen et maximum (200 réalisations, modèle à variabilité spatiale de la perméabilité) à un an d'injection pour différentes perméabilités de la couverture. La compressibilité des pores de la couverture est fixée à  $3.48 \cdot 10^{-8} \text{ Pa}^{-1}$ .



## Annexe F

# Méthodes de Changement d'échelle

### F.1 Principales méthodes

#### F.1.1 Définition de la perméabilité équivalente

D'après la définition de la vitesse d'écoulement de Darcy, on peut définir de façon générale le changement d'échelle<sup>1</sup> par une relation liant  $K_v$  à  $K_w$  (F.1),  $v$  renvoyant au bloc et  $w$  à la cellule initiale (Wen et Gomez-Hernandez (1998) [35], Renard et de Marsily (1997) [36]) :

$$\frac{1}{V} \int_V u_w dv = -K_v * \left( \frac{1}{V} \int_V \nabla h_w dv \right)$$

avec  $u_w = -K_w \nabla h_w$

où  $w$  renvoie à la cellule et  $V$  au bloc upscalé

(F.1)

$\nabla h_w$  représente le gradient de charge pour la cellule

*Définition générale de la perméabilité équivalente pour un bloc de taille finie*

La perméabilité équivalente,  $K_v$ , est encadrée par la moyenne arithmétique ( $\mu_{arithm}$ ) et harmonique ( $\mu_{harm}$ ) des valeurs locales  $K_w$ , selon l'inégalité (F.2) démontrée par Wiener.

$$\mu_{harm}(K_w) \leq K_v \leq \mu_{arithm}(K_w)$$

Bornes de Wiener

(F.2)

#### F.1.2 Les méthodes locales

Ces méthodes supposent que le tenseur de la perméabilité du bloc est intrinsèque, c'est-à-dire qu'il ne dépend que des perméabilités des cellules regroupées dans le bloc.

En 1D, la perméabilité du bloc est équivalente à la moyenne harmonique (F.3) des perméabilités des cellules quelles que soient les conditions d'écoulement [35]

$$\mu_{harm}(K_w) = \left( \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left( \frac{1}{K_{w,i}} \right) \right)^{-1} \quad \mu_{arithm}(K_w) = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (K_{w,i})$$

Moyenne harmonique                      Moyenne arithmétique

(F.3)

En 2D, Matheron (1967) démontre que la moyenne géométrique est exacte dans certains cas [35], [36]. Dans le cas où l'écoulement est parallèle, où la corrélation spatiale est isotrope et où la loi de distribution de la perméabilité est la même que celle de son inverse (par

---

1. ici la perméabilité correspond à la conductivité hydraulique mais la définition est transposable à la perméabilité intrinsèque utilisée dans les modèles

exemple pour une distribution log-normale) alors la perméabilité effective du bloc équivaut à la moyenne géométrique (F.4) des perméabilités des cellules.

$$\mu_{geom}(K_w) = \exp(\mu_{arithm}(\log(K_w)))$$

*Moyenne géométrique*

(F.4)

Matheron étend cette formulation pour toutes les dimensions D (F.5) [37] ; Dans le cas 2D, pour deux cellules regroupées, on retrouve la moyenne géométrique pour la perméabilité équivalente.

$$K_v = (\mu_{harm}(K_w))^\alpha * (\mu_{arithm}(K_w))^{1-\alpha}$$

avec  $\alpha = \frac{D-1}{D}$

(F.5)

*Conjecture de Matheron pour un espace de dimension D*

Utilisable en 2D et en 3D, la moyenne de puissance (F.6) se base sur les bornes fixées par Wiener (F.2). Cette moyenne varie entre moyenne arithmétique et harmonique (la valeur de la puissance varie entre -1 pour la moyenne harmonique, 1 pour la moyenne arithmétique et 0 pour la moyenne géométrique). Toutefois, il n'y a pas de méthode générale pour déterminer la valeur de la puissance qui dépend du type d'hétérogénéité, de la forme et taille du bloc, des conditions d'écoulement [35]. La détermination de la valeur de l'exposant nécessite une simulation numérique à l'échelle de la mesure [38].

$$K_v = \left( \frac{1}{V} \int_V K_w^p dv \right)^{\frac{1}{p}}$$

*Moyenne de puissance*

(F.6)

La méthode de renormalisation repose sur une analogie avec les systèmes électriques. De manière itérative, la perméabilité équivalente est calculée pour une grille de  $2^{nD-1}$  mailles et de dimension D à partir d'une grille de  $2^{nD}$  mailles jusqu'à obtenir la taille de blocs souhaitée [39], [36].

LeLoc'h (1987) et Renard et al.(1995) [40] proposent la méthode de renormalisation simplifiée<sup>2</sup> qui calcule la perméabilité effective à partir de blocs de 2\*2 cellules : les mailles en séries par rapport à l'écoulement sont moyennées par moyenne harmonique, celles en parallèles par moyenne arithmétique par analogies avec les résistances en série ou en dérivation. A l'itération suivante la direction de regroupement est inversée.

En fonction de l'ordre de regroupement, deux bornes sont obtenues (figure F.1) : pour 2\*2 blocs, la borne supérieure correspond à la moyenne harmonique des moyenne arithmétiques des 2 blocs dont le regroupement a débuté dans la direction perpendiculaire à l'écoulement, et la borne inférieure correspond à la moyenne arithmétique des moyennes harmoniques des 2 blocs dont le regroupement a débuté dans la direction parallèle à l'écoulement (F.7). Pour les modèles 2D, la solution exacte de la renormalisation est la moyenne géométrique de la borne supérieure et de la borne inférieure.

Cette solution est proche de celle proposée par Matheron mais permet d'obtenir des bornes plus restreintes [37].

---

2. Cette méthode est utilisée dans la partie III pour les modèles 3D, son application est décrite au paragraphe suivant

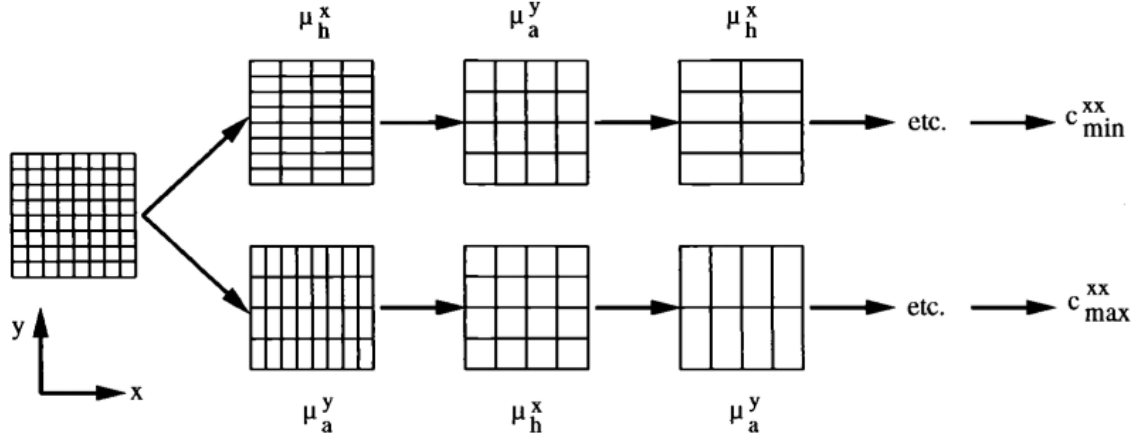


FIGURE F.1 – Regroupement des cellules par renormalisation simplifiée. Exemple en 2D de l’obtention des deux bornes en fonction de la direction initiale de regroupement. D’après Renard et al. (2000) [41]

$$\begin{aligned}
 C_{max}^{xx} &= \mu_{harm}^x(\dots\mu_{harm}^x(\mu_{arithm}^y)\dots) \\
 \text{Borne supérieure de la renormalisation simplifiée} \\
 C_{min}^{xx} &= \mu_{arithm}^y(\dots\mu_{arithm}^y(\mu_{harm}^x)\dots) \\
 \text{Borne inférieure de la renormalisation simplifiée} \\
 K_v^{xx} &= C_g^{xx} = \sqrt{C_{min}^{xx} * C_{max}^{xx}} \\
 \text{Valeur finale utilisée pour la perméabilité effective du bloc carré}
 \end{aligned}
 \tag{F.7}$$

C’est une technique rapide, non-limitée par la taille du domaine ni par la variance de la distribution. Le problème de cette méthode vient des conditions aux limites imposées à chaque calcul de moyenne : l’écoulement est supposé soit parallèle (moyenne harmonique) soit perpendiculaire (moyenne arithmétique) à la direction étudiée et suppose donc à chaque fois des conditions aux limites fermées dans la direction opposée.

### F.1.3 Les méthodes non-locales

Les valeurs des perméabilités de blocs sont calculées par résolution numérique et elles dépendent donc des conditions d’écoulement et non plus seulement d’une relation entre cellules à l’intérieur du bloc. Pour cela, elles se basent sur l’équation de Laplace (ou de diffusivité, en régime permanent et sans source). Ces méthodes sont contraintes par la résolution d’équations d’écoulement nécessaires à la détermination de la perméabilité équivalente.

Dans le cas de la résolution numérique simple, le bloc est isolé des autres blocs de l’aquifère : chaque direction principale du tenseur est parallèle aux côtés du bloc, chaque composante principale est calculée en imposant des charges sur les faces perpendiculaires à la direction principale et des flux nuls aux autres faces (conditions aux limites de type perméamètre, hypothèse également utilisée pour les calculs par moyenne). En simulant numériquement l’écoulement sur chacun des blocs indépendamment selon les conditions mentionnées, le flux élémentaire pour chacun est obtenu. La perméabilité équivalente du bloc est calculée suivant l’équation F.8 [36], [38].



$$K_V = -\left(\frac{Q}{y_1 - y_0} / \frac{\Delta H}{x_1 - x_0}\right)$$

$Q$  flux total à travers une section du bloc  
 $\Delta H$  différence de charges imposées  
 $y_1 - y_0$  largeur du bloc  
 $x_1 - x_0$  distance entre les deux sections opposés

(F.8)

*Perméabilité effective du bloc par la méthode de résolution numérique simple*

Cette méthode est plus précise que les méthodes locales mais, en pratique, les hypothèses posées (conditions aux limites imposées à chaque cellule qui peuvent être différentes de celles du bloc, les composantes principales du tenseur de perméabilité doivent être parallèles aux côtés du bloc) peuvent biaiser les résultats.

La résolution numérique par calcul de la solution d'écoulement à l'échelle de la mesure sur l'ensemble de l'aquifère peut être utilisée pour éviter les erreurs liées aux conditions aux limites. Pour que les conditions aux limites soient correctement prises en compte, l'écoulement est simulé sur tout le domaine fin. Avec cette simulation, les valeurs de charges et de vitesses à l'échelle de la cellule dépendent des autres cellules du domaine. Elles permettent de calculer des perméabilités équivalentes plus réalistes.

Pour déterminer les perméabilités équivalentes, il faut résoudre l'équation F.9 (cas 2D) avec plusieurs types de conditions aux limites [36], [38] afin de s'affranchir du problème de la direction spécifique de l'écoulement.

Cette méthode, coûteuse en temps de calculs et ressources informatiques, peut sembler contradictoire avec l'objectif du changement d'échelle. Toutefois, elle s'avère utile dans le cas de simulations multiphasiques. Le calcul des perméabilités équivalentes par simulations monophasiques constitue un gain de temps par rapport aux simulations multiphasiques et permettrait d'obtenir des valeurs suffisamment précises pour les perméabilités de blocs.

$$\begin{bmatrix} \langle u_{w,x} \rangle \\ \langle u_{w,y} \rangle \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} K_{V,xx} & K_{V,xy} \\ K_{V,yx} & K_{V,yy} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \langle \nabla h_{w,x} \rangle \\ \langle \nabla h_{w,y} \rangle \end{bmatrix}$$

$\langle \nabla h_{w,i} \rangle$  : charges à l'échelle du bloc moyennées sur le volume du bloc

$\langle u_{w,x} \rangle$  : vitesses à l'échelle du bloc moyennées sur la surface des interfaces du bloc

*Calcul de perméabilité équivalente par résolution numérique sur tout le domaine*

(F.9)

La résolution numérique avec voisinage est un intermédiaire entre les deux méthodes précédentes. Pour éviter la simulation d'écoulement sur tout le domaine, la simulation est effectuée sur un domaine comprenant les cellules du bloc et un voisinage de cellules autour du bloc (distance imposées à la moitié de la taille du bloc) [42, 43]. Comme la précédente, la méthode de résolution utilise plusieurs conditions aux limites mais le temps de calcul est optimisé en limitant la taille des modèles à simuler.

Cette liste n'est pas exhaustive. Parmi d'autres méthodes possibles, citons notamment :

Les grilles flexibles ou élastiques qui consistent à minimiser les hétérogénéités des blocs et qui donnent des maillage irréguliers [44], [45]. Les cellules sont regroupées si elles vérifient un critère de minimisation, par exemple, une variance minimum de perméabilité dans le cas d'une étude statique.

Si des simulations d'écoulement à l'échelle de la mesure sont possibles, une variance minimum en terme de valeurs de ligne de courant (ce qui donnera de petites cellules pour les

vitesse les plus élevées et de grandes cellules pour les vitesses les plus faibles). Ce dernier critère, plus précis que celui du cas statique, doit prendre en compte les conditions d'écoulements à modéliser, en particulier la position des puits.

## F.2 Méthodes de validation du changement d'échelle

Lorsque la simulation d'écoulement peut être effectuée sur le modèle fin, la qualité du changement d'échelle est évaluée en vérifiant l'écart ou non de la distribution de ces résultats de simulation d'écoulement à ceux du modèle après changement d'échelle.

Pour vérifier la validité de la méthode par résolution numérique avec voisinage, Zhou et al. (2010) [46] comparent les résultats de modèles 3D monophasiques de flux à travers les blocs. Les comparaisons sont effectuées sur tout le domaine par représentation graphique et en calculant les erreurs quadratiques moyennes de flux en transposant les résultats du maillage grossier au maillage fin.

Li et al. (2011) [42] testent différentes méthodes d'upscaling, des méthodes simples par moyennes aux méthodes numériques (Laplacien simple, Laplacien avec voisinage) avec ou sans grille flexible en comparant les résultats à ceux du modèle fin en termes de flux et de distances parcourues par un traceur.

Toutefois, la simulation directe sur le modèle fin n'est souvent pas praticable et dans ce cas, des simplifications sont utilisées pour vérifier la validité des maillages après changement d'échelle.

Etudiant un système multiphasique, Durlofsky et al. (1996) [44] comparent les comportements globaux en pression et taux d'écoulements des modèles à partir de simulations monophasiques. La comparaison est effectuée en déterminant la perméabilité effective globale de chaque section transversale des modèles d'après la simulation d'écoulement monophasique. Les flux ou la pression aux puits sont également comparés. Le taux de mobilité des fluides (temps d'arrivée et comportements des fluides déplacés) est évalué pour chaque modèle à l'aide de simulations multiphasiques par lignes de courant (streamlines).

Maschio et Schiozer (2003) [47] utilisent également les simulations de lignes de courant pour vérifier la cohérence entre modèles fins et grossiers (tests des méthodes de moyenne de puissance, renormalisation simplifiée). Les simulations par lignes de courant permettent un découplage du système 3D en problèmes 1D : ces simulations résolvent la pression de façon implicite pour former les lignes de courant représentant l'écoulement sous forme de grilles 1D perpendiculaires à la pression. La saturation est calculée de façon explicite, les fluides se déplacent le long de ces lignes de courant, contrairement aux simulations conventionnelles où le fluide est confiné aux cellules et se déplace orthogonalement. Cette méthode, limitée dans la précision de sa résolution, permet cependant de déceler les connexions dynamiques des modèles et de comparer les performances des différents modèles avec des coûts de calcul bien inférieurs à ceux des simulations conventionnelles.

Mostaghimi et Mahnai (2010) [45] utilisent la même méthode que [44] pour comparer les comportements en pression mais, la technique de lignes de courant n'est pas utilisée pour évaluer les comportements multiphasiques. Des simulations multiphasiques sont effectuées pour comparer la mobilité des fluides, uniquement dans les cas où le premier critère de comparaison (flux par simulation monophasique) s'est révélé positif.

Des indicateurs de qualité du changement d'échelle pourraient être calculés sans nécessairement simuler l'écoulement sur tous les modèles.

Renard et al. (2000) [41] comparent la perméabilité effective sur le domaine entier calculée par simulation d'écoulement à celles calculées par des méthodes heuristique (moyennes) ou de renormalisation. L'étude est réalisée pour de multiples réalisations équiprobables et pour différentes méthodes géostatistiques (booléen et gaussien seuillé) et deux tailles de modèles. Il classe les méthodes de changement d'échelle en fonction de leurs biais relatif et de leur coefficient de corrélation linéaire avec la perméabilité simulée sur toutes les réalisations.

Qi et Hesketh. (2004) [48] et Preux (2011) [49] proposent des indicateurs pour évaluer la quantité d'informations perdues lors du changement d'échelle. D'après eux, puisque le changement d'échelle tend à moyenniser les effets des valeurs extrêmes comme les fines barrières ou les zones de drainage de l'écoulement, les caractéristiques de l'information perdue pourraient être représentées par la réduction de l'intervalle de valeurs de perméabilité du modèle initial.

1. Le facteur d'étendue  $UE = \log(Nf/Nc) = 1 - \log(Nc)/\log(Nf)$  décrit la relation entre l'amplitude de l'upsampling et la perte d'information. La perte d'information serait proportionnelle à  $UE$ , proche de 1 l'amplitude de l'upsampling devient maximale et inversement pour  $UE=0$ .
2. Indicateur de perte d'information sur l'intervalle des données :  $ILLIa = Rc/Rf$  où  $Rc$  intervalle des valeurs pour le modèle upscalé,  $Rf$  pour le modèle fin. Comme  $Rc$  diminue avec l'augmentation de l'étendue de l'upsampling, plus  $ILLIa$  diminue, plus la perte d'information serait importante.
3. Indicateur de perte d'information sur la variance des données :

$$ILLIem = \frac{E[(K_c - \langle K_c \rangle)^2]}{E[(K_f - \langle K_f \rangle)^2]}$$

$K_f$  : Propriété sur la grille fine

$K_r = K_f - K_{c,d}$  : Résidu

$K_{c,d}$  : propriété du modèle, après changement d'échelle, projetée sur la grille fine

$\langle \rangle$  : valeur moyenne

(F.10)

Si le résidu contient peu d'information alors la variance du résidu devrait tendre vers 0. Par conséquent, si  $ILLIem$  est proche de 1 alors la quantité d'information perdue sur la variances des données serait importante.

4. La tracé des quantiles de la distribution de la propriété du modèle fin vs. quantiles des distribution des modèles grossiers (Q-Q plot). Si les distributions sont proches, la courbe obtenue sera quasi-linéaire.

L'avantage de ces critères est qu'ils s'appuient uniquement sur les résultats de la modélisation et du changement d'échelle de la perméabilité et non du résultat de la simulation d'écoulement. Toutefois, ces critères ne sont probablement pas suffisants pour justifier que les connectivités dynamiques (zones d'écoulement préférentiel ou barrières locales influent sur l'écoulement) soient préservées durant le changement d'échelle. De plus, l'utilisation de tels indicateurs est critiquable puisqu'ils ne caractérisent pas réellement la qualité du changement d'échelle mais uniquement son amplitude. En effet, lors du changement d'échelle, il y aura une diminution de la variance du bloc par rapport à celles des cellules, d'autant plus grande que la taille des blocs est grande comparée à la cellule. Mais la perte d'information sur la variance n'est pas forcément corrélée à une perte d'information sur les résultats de simulation et donc à une diminution de la qualité du changement d'échelle.

### F.2.1 Etude de la pertinence des indicateurs statiques de la qualité du changement d'échelle

Les indicateurs statiques de perte de variance du changement d'échelle,  $ILLIa$  et  $ILLIem$ , sont calculés à partir des  $\text{Log}_{10}K$  (non précisé dans [48], utilisation des valeurs de  $K$  pour [49]) des modèles étudiés au chapitre 3 de changement d'échelle, puisque l'amplitude des perméabilités, et donc des erreurs, a un effet plus important sur les simulations d'écoulement que les valeurs en elles-mêmes (i.e. une variation entre 0.1 et 1 aura plus d'influence qu'une variation entre 100 et 110). Ces facteurs sont calculés pour évaluer la qualité de l'information qu'ils apportent puisque, comme il a été vu précédemment, l'intérêt de ces facteurs pour estimer la qualité du changement d'échelle semble critiquable.

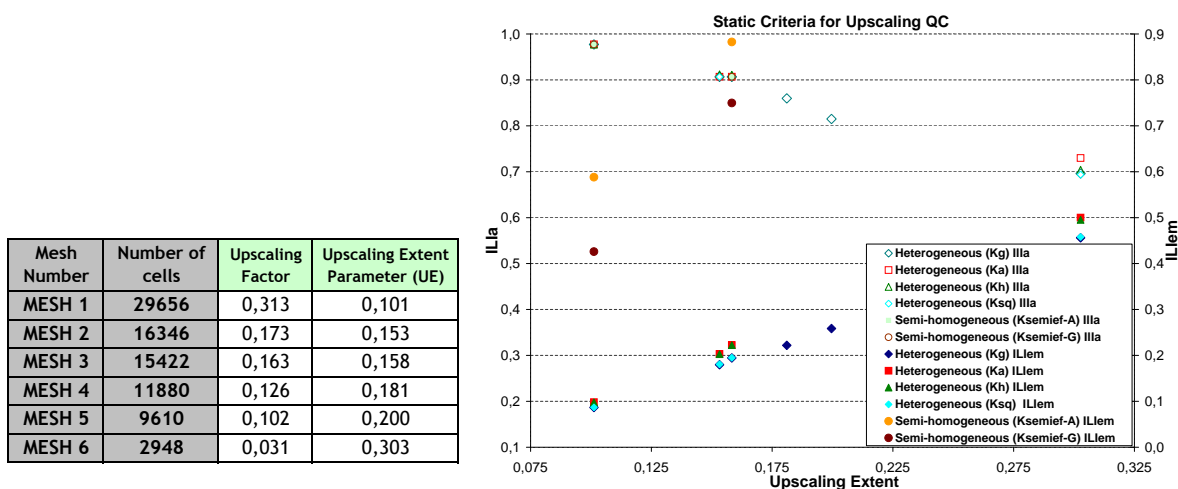


FIGURE F.2 – Indicateurs statiques en fonction de l'étendue du changement d'échelle

Des valeurs similaires de  $ILLIa$  sont obtenues quelle que soit la méthode utilisée (figure F.2).  $ILLIa$  est un indicateur trop simple puisqu'il ne tient pas compte de la répartition spatiale des hétérogénéités.

L'indicateur  $ILLIem$  a l'avantage de tenir compte de la variabilité spatiale puisque les résidus sont calculés pour chaque maille des modèles après changement d'échelle par rapport à la maille correspondante dans le maillage fin. Les valeurs d' $ILLIem$  permettent de distinguer la perte d'information sur la variance en fonction du maillage mais également entre certaines méthodes de changement d'échelle (figure F.2). D'après ce facteur, la perte d'information sur la variance augmente drastiquement avec l'utilisation de modèles semi-homogènes<sup>3</sup>. Les valeurs d' $ILLIem$  augmentent également, quel que soit le maillage, pour  $K_a$  et  $K_h$  comparées à  $K_g$  et  $K_{sq}$ .

L'utilisation de l'indicateur  $ILLIem$  pour la caractérisation de la qualité du changement d'échelle ne peut pas être justifiée a priori. Il faudrait qu'il puisse être corrélé aux résultats de simulations pour fournir un indicateur de la qualité du changement d'échelle.

La comparaison des facteur  $ILLIem$  avec les écarts des résultats de chaque méthodes montre qu' $ILLIem$  est surtout sensible à l'étendue de l'homogénéisation : pour différentes tailles de maillages et en fixant la méthode de changement d'échelle, une corrélation avec l'écart-type de

3. dans le cas de modèle homogène (moyenne géométrique),  $ILLIem=1$  puisque la variance des résidus est égale à la variance des perméabilités initiales

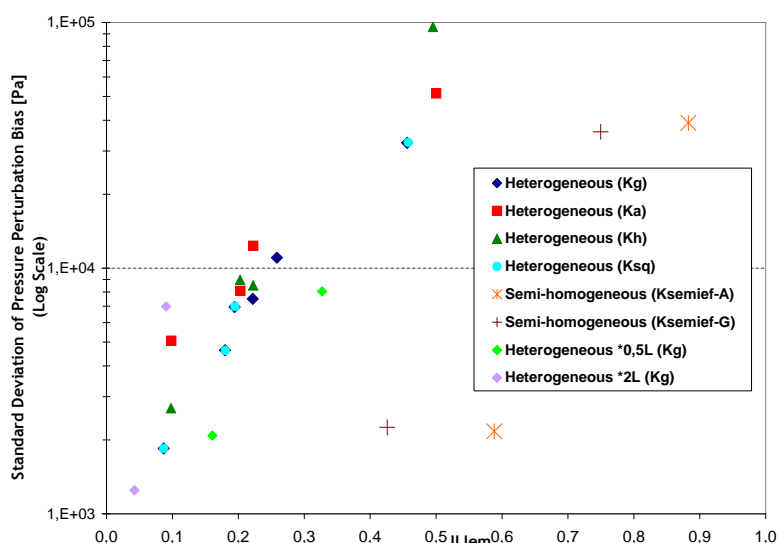


FIGURE F.3 – Comparaison de l'écart-type des erreurs en pression vs. le facteur  $ILLem$

l'erreur en pression peut éventuellement être trouvée (figure F.3). Toutefois, cette corrélation n'est pas systématique et une valeur donnée d' $ILLem$  ne permet pas de déduire quelle sera l'influence du changement d'échelle sur les résultats. Ce facteur surestime la perte d'information due à la semi-homogénéisation et sous-estime la différence de perte d'information entre moyennes harmoniques et moyenne arithmétiques. Par conséquent, sachant que la précision tend à diminuer avec un maillage plus grossier, ce facteur n'apporte pas d'informations.

### F.3 Tableaux détaillant les écarts entre méthodes de changement d'échelle du chapitre 3

TABLE F.1 – Ecarts [Pa] de perturbations de pression au puits par rapport au modèle initial (Perturbation de pression de référence : 5.03MPa). Pour les différentes longueurs de corrélation, les écarts sont mesurés par rapport au maillage fin avec la longueur de corrélation correspondante.

N° de maillage	Nombre de blocs	Heterog. $K_g$	Heterog. $K_a$	Heterog. $K_h$	Heterog. $K_{sq}$	Semi-Homog. $K_{semief-A}$	Semi-Homog. $K_{semief-G}$	Heterog. $K_g$ *0.5CL	Heterog. $K_g$ *2CL
Mesh 1	29656	$6 \cdot 10^3$	$2.2 \cdot 10^4$	$-1.1 \cdot 10^4$	$6 \cdot 10^3$	$6 \cdot 10^3$	$6 \cdot 10^3$	$6 \cdot 10^3$	0
Mesh 2	16346	$6 \cdot 10^3$	$2.3 \cdot 10^4$	$-1.1 \cdot 10^4$	$6 \cdot 10^3$	-	-	-	-
Mesh 3	15422	$-3 \cdot 10^3$	$1.4 \cdot 10^4$	$-1.8 \cdot 10^4$	$-3 \cdot 10^3$	$5 \cdot 10^3$	$-1.6 \cdot 10^4$	$3 \cdot 10^4$	$9 \cdot 10^3$
Mesh 4	11880	$2 \cdot 10^3$	-	-	-	-	-	-	-
Mesh 5	9610	$-3 \cdot 10^3$	-	-	-	-	-	-	-
Mesh 6	2948	$-9.4 \cdot 10^4$	$1.5 \cdot 10^5$	$-3.2 \cdot 10^5$	$-9.5 \cdot 10^4$	-	-	-	-

ANNEXE F. MÉTHODES DE CHANGEMENT D'ÉCHELLE

TABLE F.2 – Ecart [m] de distances de propagation de perturbation de pression (**pour 1MPa, en gras, pour 0.05MPa, en italique**) par rapport au modèle initial (distances de référence : **pour 1MPa, 6.95km ; pour 0.05MPa, 16.89km**).

N° de maillage	Nombre de blocs	Heterog. $K_g$	Heterog. $K_a$	Heterog. $K_h$	Heterog. $K_{sq}$	Semi-Homog. $K_{semief-A}$	Semi-Homog. $K_{semief-G}$	Heterog. $K_g$ *0.5CL	Heterog. $K_g$ *2CL
Mesh 1	29656	<b>-4/-18</b>	<b>-15/-57</b>	<b>10/22</b>	<b>-4/-18</b>	<b>-4/115</b>	<b>-4/-150</b>	<b>-5/-14</b>	<b>0/-10</b>
Mesh 2	16346	<b>-5/226</b>	<b>24/-341</b>	<b>-37/690</b>	<b>-5/240</b>	-	-	-	-
Mesh 3	15422	<b>24/251</b>	<b>65/-359</b>	<b>-5/768</b>	<b>23/274</b>	<b>295/-1489</b>	<b>-314/2183</b>	<b>6/149</b>	<b>30/43</b>
Mesh 4	11880	<b>-23/461</b>	-	-	-	-	-	-	-
Mesh 5	9610	<b>-14/550</b>	-	-	-	-	-	-	-
Mesh 6	2948	<b>156/652</b>	<b>-35/-1206</b>	<b>312/2044</b>	<b>149/683</b>	-	-	-	-

TABLE F.3 – Extension latérale maximale du panache de CO<sub>2</sub> après un an d'injection (**en m, en gras**) et *taux de dissolution (en %, en italique)* pour différentes tailles de maillage et différentes techniques de changement d'échelle.

N° de maillage	Nombre de blocs	Heterog. $K_g$	Heterog. $K_a$	Heterog. $K_h$	Heterog. $K_{sq}$	Semi-Homog. $K_{semief-A}$	Semi-Homog. $K_{semief-G}$	Heterog. $K_g$ *0.5CL	Heterog. $K_g$ *2CL	Homog. $K_{ef-A}$	Homog. $K_{ef-G}$
Mesh 0	96400	<b>310</b> <i>25.6</i>	-	-	-	-	-	185	290	336	163
Mesh 1	29656	<b>307</b> <i>25.7</i>	<b>307</b> <i>25.7</i>	<b>307</b> <i>25.7</i>	<b>307</b> <i>25.7</i>	<b>307</b> <i>25.7</i>	<b>307</b> <i>25.7</i>	<b>185</b> <i>26.3</i>	<b>290</b> <i>26.6</i>	<b>343</b> <i>19.7</i>	<b>163</b> <i>23</i>
Mesh 2	16346	<b>307</b> <i>25.7</i>	<b>307</b> <i>25.7</i>	<b>307</b> <i>25.7</i>	<b>307</b> <i>25.7</i>	-	-	-	-	<b>343</b> <i>19.7</i>	<b>163</b> <i>23</i>
Mesh 3	15422	<b>321</b> <i>26.7</i>	<b>321</b> <i>26.7</i>	<b>321</b> <i>26.8</i>	<b>321</b> <i>26.7</i>	<b>321</b> <i>26.7</i>	<b>321</b> <i>26.7</i>	<b>208</b> <i>27.5</i>	<b>305</b> <i>27.8</i>	<b>344</b> <i>21.4</i>	<b>155</b> <i>24.8</i>
Mesh 4	11880	<b>307</b> <i>25.7</i>	-	-	-	-	-	-	-	<b>343</b> <i>19.7</i>	<b>163</b> <i>23</i>
Mesh 5	9610	<b>307</b> <i>25.7</i>	-	-	-	-	-	-	-	<b>343</b> <i>19.7</i>	<b>163</b> <i>23</i>
Mesh 6	2948	<b>307</b> <i>25.7</i>	<b>307</b> <i>25.75</i>	<b>307</b> <i>25.6</i>	<b>307</b> <i>25.7</i>	-	-	-	-	<b>348</b> <i>19.8</i>	<b>163</b> <i>23</i>

## F.4 Méthode de renormalisation simplifiée pour le maillage irrégulier du modèle 3D

### Prise en compte de l'anisotropie du maillage initiale

L'anisotropie du maillage initial est prise en compte lors du calcul de la perméabilité équivalente suivant la relation [41] :

$$\begin{aligned}
 K_{eq}^i &= (C_{min}^i)^{1-\alpha_i} * (C_{max}^i)^{\alpha_i} \\
 \alpha_i(a_j^i, a_k^i) &= \frac{u(a_j^i) + u(a_k^i) - 2 * u(a_j^i)u(a_k^i)}{1 - u(a_j^i)u(a_k^i)} \\
 a_j^i &= \frac{K_j}{K_i} \left( \frac{d_i}{d_j} \right)^2 \\
 u(a_j^i) &= \frac{2}{\pi} \arctan(\sqrt{a_j^i})
 \end{aligned} \tag{F.11}$$

La perméabilité initiale étant scalaire et la taille des cellules en X et Y étant identique mais inférieure en Z alors,  $\alpha_x = \alpha_y$  proches de 1 et supérieurs à  $\alpha_z$  qui tend vers 0. Donc  $K_{eq}^x$  et  $K_{eq}^y$  tendent vers  $C_{max}^x$  et  $C_{max}^y$ , respectivement, alors que  $K_{eq}^z$  tend vers  $C_{min}^z$ .

TABLE F.4 – Maillage latéral du modèle 3D (maillage final irrégulier)

Taille du maillage selon l'axe X (Ouest-Est)			Taille du maillage selon l'axe Y (Nord-Sud)		
Nombre mailles	de	Taille des mailles (km)	Nombre mailles	de	Taille des mailles (km)
2		19.18	1		14.07
1		23.32	1		11.97
1		18.16	2		6.57
1		12.63	4		5.08
2		9.07	2		4.618
2		8.31	21		2.54
3		4.79	93		0.07
20		2.96	25		2.5
99		0.07	89		0.07
24		2.9	12		2.59
3		5.86	3		5.05
2		8.64	1		12.48
2		11.67	1		17.53
1		22.57			
1		28.76			
1		18.17			

## Procédure de renormalisation simplifiée pour le maillage irrégulier

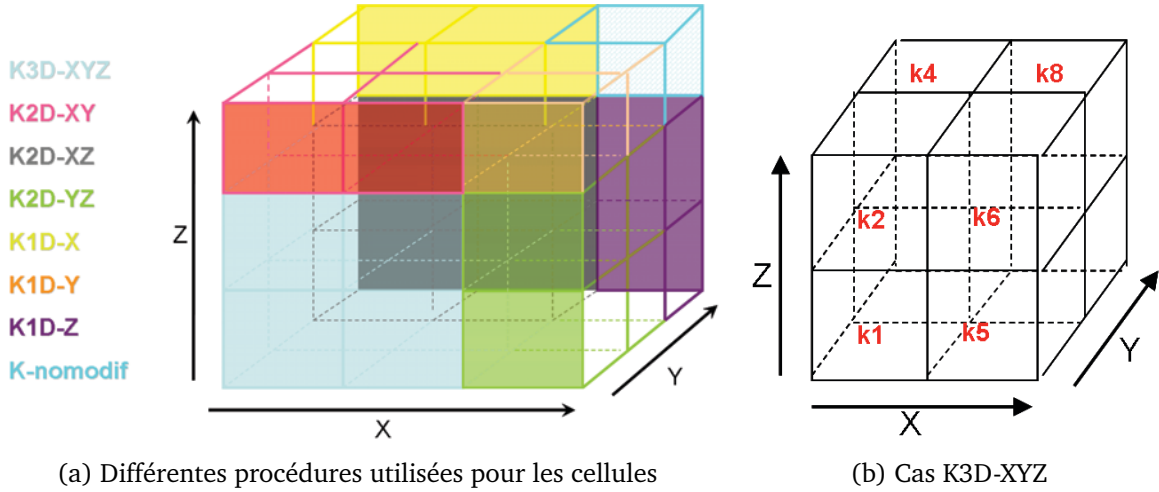


FIGURE F.4 – Exemple de regroupements de 27 cellules en 8 mailles irrégulières qui sont ensuite regroupées pour obtenir le bloc équivalent.

Pour l'exemple de la figure F.4, le calcul de  $K_x$  s'effectue de la façon suivante :

- Pour huit cellules regroupées (K3D-XYZ) (e.g. Karim and Krabbenhoft [39]) :

$$K_8^{xmin} = \mu_a[\mu_h(k_1, k_5), \mu_h(k_2, k_6), \mu_h(k_3, k_7), \mu_h(k_4, k_8)]$$

$$K_8^{xmax} = \mu_h[\mu_a(k_1, k_2), \mu_a(k_5, k_6), \mu_a(k_3, k_4), \mu_a(k_7, k_8)]$$

- Pour quatre cellules regroupées (K2D-XY, K2D-XZ, K2D-YZ), en conservant les mêmes indices que pour huit :

$$K_{4xz}^{xmin} = \mu_a[\mu_h(k_1, k_5), \mu_h(k_2, k_6)]$$

$$K_{4xz}^{xmax} = \mu_h[\mu_a(k_1, k_2), \mu_a(k_5, k_6)]$$

$$K_{4yz}^{xmin} = \mu_a[\mu_a(k_1, k_2), \mu_a(k_3, k_4)]$$

$$K_{4yz}^{xmax} = \mu_a[\mu_a(k_1, k_3), \mu_a(k_2, k_4)]$$

$$K_{4xy}^{xmin} = \mu_a[\mu_h(k_1, k_5), \mu_h(k_3, k_7)]$$

$$K_{4xy}^{xmax} = \mu_h[\mu_a(k_1, k_3), \mu_a(k_5, k_7)]$$

- Pour deux cellules regroupées (K1D-X K1D-Y K1D-Z) :

$$K_{2x}^x = \mu_h(k_1, k_5)$$

$$K_{2y}^x = \mu_a(k_1, k_3)$$

$$K_{2z}^x = \mu_a(k_1, k_2)$$

- Ce qui donne pour le bloc final :

$$C_{min}^x = \mu_a[\mu_h^{Vol8, Vol4}(K_8^{xmin}, K_{4yz}^{xmin}), \mu_h^{Vol4, Vol2}(K_{4xz}^{xmin}, K_{2y}^x), \mu_h^{Vol4, Vol2}(K_{4xz}^{xmin}, K_{2z}^x), \mu_h^{Vol2, Vol1}(K_{2x}^x, K_{nomodif})] \quad (F.12)$$

$$C_{max}^x = \mu_h[\mu_a^{Vol8, Vol4, Vol4, Vol2}(K_8^{xmax}, K_{4xz}^{xmax}, K_{4xy}^{xmax}, K_{2x}^x), \mu_a^{Vol4, Vol2, Vol2, Vol1}(K_{4yz}^{xmax}, K_{2y}^x, K_{2z}^x, K_{nomodif})] \quad (F.13)$$



### Résultats des champs de perméabilité du modèle 3D

La moyenne du rapport est de  $K_x/K_y=0.99^3$ , la médiane de  $K_x/K_y=1$  et 90% des valeurs sont comprises entre 0.8 et 1.17. La moyenne  $K_v/K_h$  est de 0.74, la médiane de 0.85, 90% des valeurs d'anisotropie sont comprises entre 0.41 et 1.33 et le rapport des deux valeurs peut atteindre jusqu'à deux ordres de grandeurs.

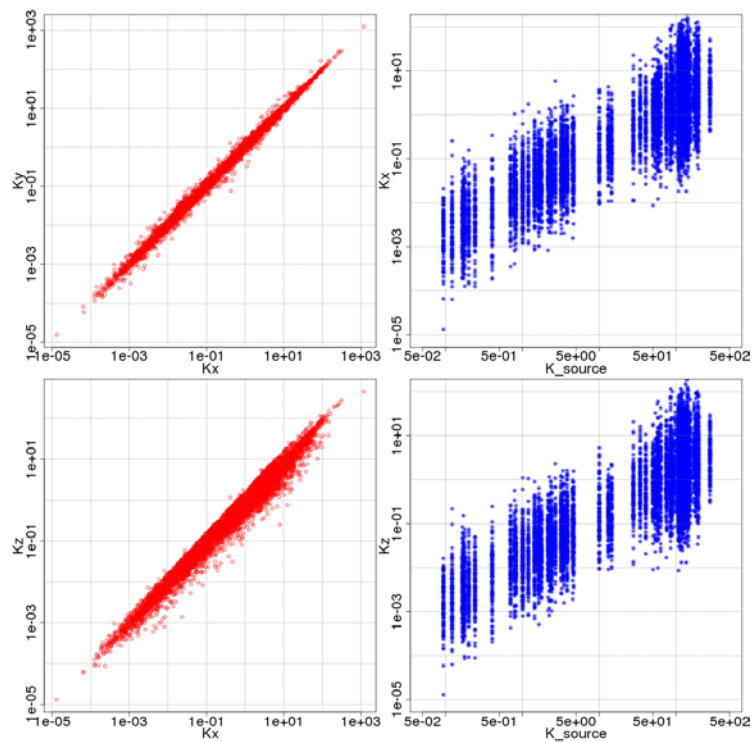


FIGURE F.5 – Perméabilités obtenues après changement d'échelle (100 réalisations) et comparaisons aux perméabilités du modèle source dans la zone réduite. Une valeur sur 4000 est représentée. Les perméabilités, en  $m^2$ , ont été divisées par  $10^{-13}$ . Echelle logarithmique.

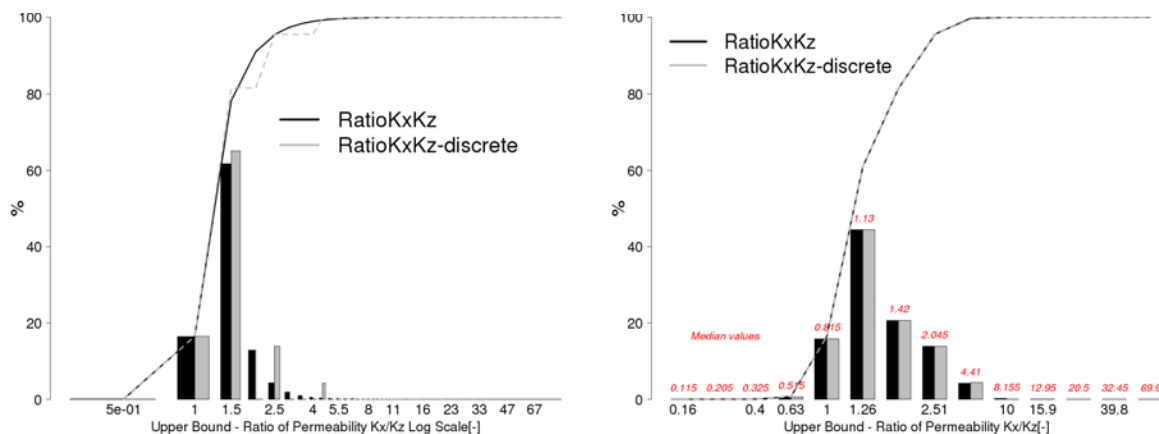


FIGURE F.6 – Distributions des rapports d'anisotropie des perméabilités  $K_x/K_z$  après changement d'échelle (100 réalisations).

3. calculée sur le maillage irrégulier de la zone réduite, induisant un biais fonction de la taille des mailles

## Annexe G

# Méthodologie pour la sélection "distance-based"

### G.1 Les nuées dynamiques ou K-means

L'objectif de la méthode des nuées dynamiques est de former  $C$  groupes de réalisations de manière à minimiser la distance entre réalisations ( $Nr$  réalisations) et le centroïde ( $x_{Gk}$ ) du groupe auquel elles sont rattachées (équation G.1)

$$\text{Minimisation de : } \sum_{i=1}^{Nr} \sum_{k=1}^C ||x_i - x_{Gk}||^2 \quad (\text{G.1})$$

Initialement, les données sont divisées en groupes de façon aléatoire, le nombre de groupes est défini par l'utilisateur. Les centroïdes de chaque groupe sont ensuite calculés (barycentre).

Par processus itératif, les groupes sont modifiés suivant la condition : si une réalisation est plus proche du centroïde d'un autre groupe alors elle est déplacée dans ce groupe et les centroïdes sont recalculés. Ce calcul est répété tant que les groupes auxquels appartiennent les réalisations ou la valeur des centroïdes ne sont pas stabilisés.

Lorsque la minimisation des distances réalisations-centroïdes est obtenue, la réalisation la plus proche du centroïde est sélectionnée pour chaque groupe. Les résultats de chaque groupe sont ensuite pondérés en fonction du nombre de réalisations du groupe associé pour calculer les propriétés statistiques du sous-ensemble.

Les résultats de cette méthode dépendent de l'initialisation et de la possibilité de séparer linéairement les données (séparation par des hyperplans).

### G.2 Modification de K-means : Kernel K-means

La méthode des nuées dynamiques n'est pas directement appliquée aux résultats des réalisations car cette méthode nécessite que les points soient séparables linéairement ce qui n'est pas le cas ici.

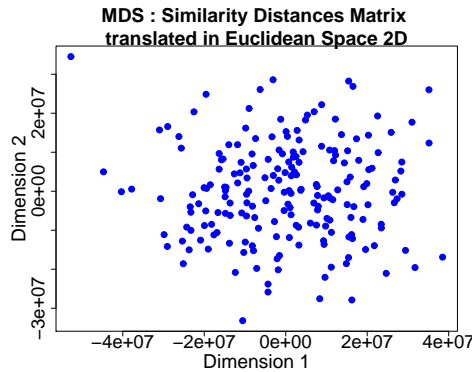


FIGURE G.1 – Exemple de projection des distances dans un espace euclidien à 2D

### G.2.1 Positionnement des réalisations dans un espace euclidien en fonction de leurs similarités de distribution de pression sur l'ensemble du réservoir

La matrice de distances  $D$  est d'abord calculée à partir des distances euclidiennes de chaque valeur de pression sur le réservoir entre chaque réalisation (équation G.2) ( $200 \times 200$  dimensions, symétrique, positive et diagonale nulle).

$$d_{ij} = \sqrt{\sum_l^{33770} (P_{i,l} - P_{j,l})^2}$$

(G.2)

$P_{i,l}$  Pression de la cellule  $l$  pour la réalisation  $i$   
 $i, j$ , indices des réalisations, entre 1 et 200  
 $l$ , indice des cellules, variant entre 1 et 33770

Pour positionner les réalisations en fonction de leurs distances dans un espace euclidien, on utilise le positionnement multidimensionnel qui s'appuie sur la décomposition spectrale (analyse factorielle d'un tableau de distance) [50].

Sachant que la distances euclidienne entre deux points  $i$  et  $j$  est égale à la norme de la somme des carrés des écarts entre les vecteurs  $x_i$  et  $x_j$  dans un espace euclidien de dimension  $p$  avec :  $d_{ij}^2 = \sum_{l=1}^p (x_{i,l} - x_{j,l})^2 = (x_i - x_j)^t \times (x_i - x_j) = \|x_i - x_j\|^2$ , on définit la matrice  $B$  du produit scalaire entre  $x_i$  et  $x_j$ ,  $B = X \cdot X^t$ . En calculant  $B$  à partir de  $d_{ij}^2$ , les coordonnées de chacune des réalisations sont déduites.

On définit la matrice  $A$  telle que :  $a_{ij} = (-1/2)(d_{ij}^2)$ ,  $B$  est définie en plaçant l'origine de l'espace euclidien au centroïde de tous les points :  $B = H \cdot A \cdot H$  avec  $H = Id - (1/Nr)1 \cdot (1)^t$  ( $1$  : vecteur colonne unitaire de dimension  $Nr$ ).  $B$  est symétrique, positive, par décomposition spectrale on obtient :  $B = V \cdot Q \cdot V^t$  avec  $V$  : matrice des vecteurs propres et  $Q$  : matrice diagonale des valeurs propres associées.

La configuration spatiale de dimension  $p$  (ici, 50) est déduite par identification, telle que les coordonnées centrées des réalisations sont égales à  $X = V_p \cdot Q_p^{1/2}$ .

Cette méthode est validée si la corrélation entre distances dans l'espace euclidien et distances de la matrice  $D$  est suffisante et si la proportion de variance ( $\tau$ ) du sous-espace de dimension  $p$  est proche de 1 (equation G.3 [50]).

$$\tau(p) = \frac{\sum^p \lambda_j}{\sum^{(Nr-1)} \lambda_i} \quad (\text{G.3})$$

$\lambda$  : valeurs propres de  $B$

### G.2.2 Utilisation d'une fonction-noyau ("Kernel-trick")

Le principe du "kernel k-means" consiste à projeter les points sur un espace de plus grande dimension à partir d'une transformation non-linéaire  $\Phi$ . Dans cet espace, les points sont linéairement séparables, contrairement à l'espace d'origine, ce qui permet d'y appliquer la méthode des nuées dynamiques (Scheidt and Caers [51, 52], Alpak et al. [53], Dhillon et al. [54]).

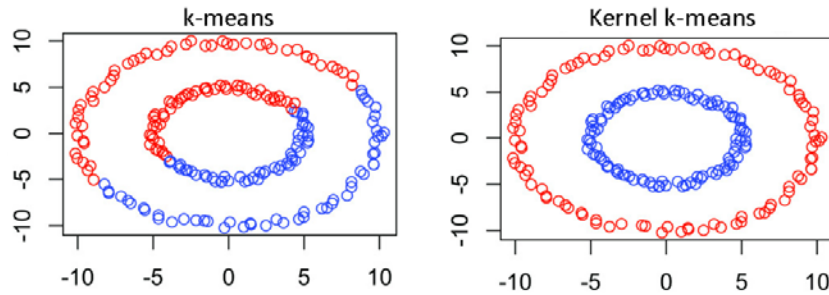


FIGURE G.2 – Comparaison des résultats de K-means et Kernel K-means. A gauche, selon k-means, les deux groupes sont séparés selon un plan, tandis qu'à droite avec la méthode kernel k-means, les groupes sont les deux cercles distincts.

Il n'est pas nécessaire de projeter explicitement les points dans cet espace (la transformation  $\Phi$  n'est pas définie explicitement), la fonction-noyau  $K(x,y)$ , produit scalaire de  $\Phi(x)$  et  $\Phi(y)$ , permet de calculer directement la distance euclidienne entre  $x$  et  $y$  dans cet espace de plus grande dimension (équation, G.4, uniquement valable pour des distances euclidiennes d'où l'importance du positionnement multidimensionnel précédent).

$$\begin{aligned} & \|\Phi(x) - \Phi(y)\|^2 \\ &= \langle \Phi(x), \Phi(x) \rangle + \langle \Phi(y), \Phi(y) \rangle - 2 * \langle \Phi(x), \Phi(y) \rangle \\ &= K(x, x) + K(y, y) - 2 * K(x, y) \end{aligned} \quad (\text{G.4})$$

Ici, la fonction-noyau gaussienne est utilisée :  $K_{i,Gk} = \exp(-\|x_i - x_{Gk}\|^2 / 2 * \sigma^2)$ . La méthode des nuées dynamiques est donc utilisée en minimisant la distance  $\|\Phi(x) - \Phi(Gk)\|^2$  entre la réalisation  $x$  et le centroïde  $Gk$ .

### G.3 Initialisation par analyse spectrale

L'initialisation par analyse spectrale a été proposée par [54] pour optimiser la méthode kernel K-means.

Soient  $P$  points et  $W$ , la matrice d'affinité entre ces points telle que  $W_{pp'}$  est grand si  $p$  et  $p'$  sont similaires et donc dans le même groupe ( $W$  positive et symétrique). L'objectif est de

minimiser le "normalized-cut" (partitionnement du graphique représentant la configuration de points) (Ng et al. [55], Bach and Jordan [56]).

$$C(A, W) = \sum_{r=1}^R \left( \sum_{i \in A_r, j \in \bar{A}_r} W_{ij} \right) / \left( \sum_{i \in A_r, j \in P} W_{ij} \right)$$

$P$  l'ensemble des points

$A = (A_r)_{r \in 1, \dots, R}$  l'ensemble des  $R$  groupes disjoints

Comme  $i$  et  $j$  n'appartiennent pas au même groupe, alors  $W_{ij}$  doit tendre vers une faible valeur (G.5)

Soit  $e_r$ , le vecteur indicateur du groupe  $r$  tel que  $e_{r,i}$  est nul si  $i$  n'appartient pas au groupe  $r$  ( $e_r \in 0, 1^R$ ), connaître  $e_r$  revient à connaître  $A_r$ . Avec  $D$  la matrice diagonale, dont le  $i^{\text{ème}}$  élément de la diagonale est égal à la somme des éléments de la  $i^{\text{ème}}$  ligne de  $W$ , on a à minimiser :

$$C(e, W) = \sum_{r=1}^R (e_r^t (D - W) e_r) / (e_r^t D e_r) \quad (\text{G.6})$$

En posant que le vecteur indicateur peut prendre des valeurs arbitraires telles que  $Y = D^{1/2} E \Lambda$  ( $E = (e_1, \dots, e_R)$ ), matrice orthonormale arbitraire, on obtient un  $Y$  optimal pour une minimisation discrète de  $C$  à partir des  $R^{\text{ème}}$  vecteurs propres de  $D^{-1/2} \cdot W \cdot D^{-1/2}$ , tel que  $Y = U B_1$  où  $U$  est une base orthonormale des  $R^{\text{ème}}$  vecteurs propres de  $D^{-1/2} \cdot W \cdot D^{-1/2}$  et  $B_1$  une matrice de rotation arbitraire.

En effet,

$$\text{tr}((e_r^t (W) e_r) / (e_r^t D e_r)) = \text{tr}(Y^t D^{-1/2} W D^{-1/2} Y) \quad (\text{G.7})$$

ou

$$C(e, W) = R - \text{tr}(Y^t D^{-1/2} W D^{-1/2} Y)$$

il faut donc maximiser  $\text{tr}(Y^t D^{-1/2} W D^{-1/2} Y)$ , ce qui peut être obtenu avec la somme des plus grandes valeurs propres de  $D^{-1/2} \cdot W \cdot D^{-1/2}$ .

Finalement, l'algorithme pour cette initialisation spectrale est défini par :

- la matrice d'affinité :  $W_{ij} = \exp(-\|x_i - x_j\|^2 / (2^* \sigma^2))$
- Calcul des  $R$  vecteurs propres de  $L = D^{-1/2} \cdot W \cdot D^{-1/2}$ .
- Construction de la matrice  $Y$  à partir de la matrice des  $R$  vecteurs propres ( $V$ ) tels que  $Y_{ij} = V_{ij} / (\sum_j V_{ij}^2)^{1/2}$
- On considère chaque ligne de  $Y$  comme un point, les points sont regroupés par la méthode des nuées dynamiques. Si la ligne  $i$  appartient au groupe  $r$  alors la réalisation  $x_i$  est affectée au groupe  $j$ .

## Annexe H

# Description du modèle hydrogéologique de Goncalves [57]

Le modèle est composé de 19 surfaces isochrones qui, avec la surface topographique et la surface du socle, délimitent 20 couches géologiques du Trias au Tertiaire-Quaternaire. Le modèle de la thèse de Goncalves a une extension de 700 000km<sup>2</sup> s'étendant du Nord au Sud de l'Angleterre au Massif Central et de l'Est à l'Ouest de l'Allemagne au Sud-Ouest de l'Angleterre.

Le maillage du modèle est composé de mailles de 20km, qui ont été raffinées vers le centre du bassin à 10 ou 5 voire 2.5km dans le cas de description d'éléments structuraux tels que des zones de failles.

Pour chacune de ces mailles, une valeur d'épaisseur, reconstituée par back-stripping, et de litho-faciès est attribuée à partir de la base de données de Guillocheau et al. [58]. Les valeurs d'épaisseurs ont été obtenues par krigeage sur le domaine des données de puits (Goncalves et al. [59], 2004).

Les litho-faciès sont définis par deux diagrammes ternaires dont les pôles représentent des lithologies pures : argile/sable/calcaire et argile/sable/craie. Chacun des diagrammes est subdivisé en 9 litho-faciès en fonction de la proportion en chacun des pôles lithologiques. L'attribution de litho-faciès pour chacune des mailles est réalisée par interpolation par krigeage des proportions en pôles lithologiques des données. L'interpolation des proportions des trois pôles a été décomposée en deux étapes : les proportions en lithologie principale et proportion relative résiduelle de la seconde lithologie dominante sont interpolées, tandis que la troisième en est déduite. Cette méthode induit un biais, donnant plus de poids à la proportion principale [57].

L'épaisseur (sédimentée par maille entre deux surfaces isochrones) et les faciès sont les deux principales données d'entrées pour le modèle simulant l'évolution du bassin de Paris. Le krigeage de ces deux grandeurs permet de reconstituer le bassin actuel au cours de la simulation du dépôt de strates successives [60]. Suivant le scénario géologique imposé et selon les relations mécaniques, thermales et hydrauliques définies pour chaque faciès, le champ des contraintes effectives et l'expulsion des fluides sont simulés, l'évolution de la porosité est calculée et les valeurs de perméabilité en sont déduites.

Deux types de représentation des litho-faciès ont été envisagées lors de la construction du modèle "source". La première consistait à utiliser des faciès discrets : ce sont les proportions des barycentres des sous-domaines des diagrammes qui sont attribuées aux mailles. Dans ce cas, Goncalves et al. [60] remarquent que les valeurs de perméabilité du Dogger présentent très

peu de variations comparées aux valeurs mesurées. Pour améliorer les résultats et éviter l'uniformisation, la seconde approche consiste à utiliser directement des proportions interpolées pour en déduire les valeurs de perméabilités.

Les valeurs de perméabilité utilisées dans notre modèle "source" proviennent de l'application de cette seconde méthode de représentation de faciès permettant d'obtenir une variabilité spatiale régionale plus réaliste.

Les lois pétrophysiques permettent de relier géométrie porale, porosité et perméabilité intrinsèque. Trois lois ont été utilisées par Goncalves [57] en fonction du type de lithologie : la loi de Kozeny-Carman et fractale pour les silico-clastiques et les lois de Lucia pour les carbonates. De plus, les paramètres de chacune de ces lois seront également modifiés en fonction du faciès lithologique.

Des données de tests de puits, la plupart mesurées au centre du bassin, sont utilisées pour calibrer les lois pétrophysiques puis valider les perméabilités à l'échelle du modèle du bassin. La variabilité spatiale de la perméabilité, à l'échelle des données, n'est donc pas directement intégrée dans le modèle du bassin mais sert de calibration et de référence au modèle du bassin. Pour le cas du Dogger, initialement, 130 valeurs mesurées sont disponibles.

Dans un premier temps, ces données de perméabilité associées aux valeurs de porosité ont permis de déterminer les paramètres des lois à utiliser. Ces lois ont ensuite été appliquées au modèle de porosité construit par la simulation de l'histoire géologique du bassin [57].

Dans un second temps, ces données ont été krigées sur des mailles d'environ 150m, correspondant à la représentativité de la mesure sachant que le rayon d'action d'un test hydraulique est d'environ une centaine de mètres. Les valeurs krigées sont ensuite upscalées pour obtenir le même maillage que celui du modèle de bassin et pour les comparer (utilisation de la méthode de renormalisation simplifiée [41]). Après changement d'échelle, il n'y a plus que 38 mailles qui contiennent les puits d'où sont tirées les valeurs de référence.

La variogramme utilisé pour le krigeage a une portée assez importante (60km, variance 0.63, effet de pépite 0.15) donnant une estimation assez lisse avec peu de contrastes localement reflétant une variabilité régionale. Par conséquent, le changement d'échelle influe probablement peu sur la variabilité spatiale de perméabilité obtenue (changement d'échelle jusqu'à 2.5km).

Les différences obtenues entre modèle upscalé de valeurs mesurées et valeurs du modèle de bassin (38 points de comparaison) sont autour d'un demi-ordre de grandeur pour le Dogger (supérieures pour le modèle du bassin). Sachant que l'incertitude serait d'un ordre de grandeur, l'erreur resterait raisonnable. Néanmoins, l'utilisation de ces données ne prend pas en compte la variabilité verticale, et les valeurs utilisées ne sont pas représentatives de l'épaisseur totale de la formation mais uniquement de l'intervalle de test ce qui tend à surestimer la valeur réelle.

Pour le Callovo-Oxfordien, les valeurs du modèle de bassin sont de un à deux ordres de grandeurs supérieures aux mesures d'échantillon (valeur minimale du bassin autour de  $1 \cdot 10^{-17} \text{m}^2$ , valeur maximale des mesures autour de  $8 \cdot 10^{-19} \text{m}^2$ ) mais qui pourraient être imputables à un effet d'échelle.

### Références Bibliographiques des Annexes

- [1] K. Pruess, C. Oldenburg, and G. Moridis. *TOUGH2 User's Guide, Version 2.0*. Earth Sciences Division, Lawrence Berkeley National Laboratory, University of California, Berkeley, California 94720, 1999.

- [2] K. Pruess. ECO2N : A TOUGH2 Fluid Property Module for Mixtures of Water, NaCl and CO<sub>2</sub>. Technical Report August, Earth Sciences Division, Lawrence Berkeley National Laboratory, University of California, Berkeley, CA, USA, 2005.
- [3] K. Pruess and N. Spycher. ECO2N - A fluid property module for the TOUGH2 code for studies of CO<sub>2</sub> storage in saline aquifers. *Energy Conversion and Management*, 48(6) : 1761–1767, 2007.
- [4] N. Spycher and K. Pruess. CO<sub>2</sub>-H<sub>2</sub>O mixtures in the geological sequestration of CO<sub>2</sub>. II. Partitioning in chloride brines at 12-100°C and up to 600 bar. *Geochimica et Cosmochimica Acta*, 69(13) :3309–3320, 2005. ISSN 0016-7037. doi : DOI:10.1016/j.gca.2005.01.015.
- [5] K. Zhang and K. Wu, Y.and Pruess. *User's Guide for TOUGH2-MP - A Massively Parallel Version of the TOUGH2 Code*. Number May. Earth Sciences Division, Lawrence Berkeley National Laboratory, 2008.
- [6] H. Yamamoto. PetraSim : A Graphical User Interface for the TOUGH2 Family of Multiphase Flow and Transport Codes. *Ground Water*, 46(4) :525–528, July 2008. ISSN 0017467X. doi : 10.1111/j.1745-6584.2008.00462.x.
- [7] *Tecplot.360 User's Manual*. Bellevue, WA, USA, 2010.
- [8] P. Audigane, C. Chiaberge, F. Mathurin, J. Lions, and G. Picot-Colbeaux. A workflow for handling heterogeneous 3D models with the TOUGH2 family of codes : Applications to numerical modeling of CO<sub>2</sub> geological storage. *Computers & Geosciences*, 37(4) :610–620, 2011. ISSN 0098-3004. doi : DOI:10.1016/j.cageo.2010.11.020.
- [9] K. Pruess, J. Garcia, T. Kavscek, C. Oldenburg, J. Rutqvist, C. Steefel, and T. Xu. Intercomparison of Numerical Simulation Codes for Geological Disposal of CO<sub>2</sub>. Technical report, Earth Sciences Division, Lawrence Berkeley National Laboratory, University of California, Berkeley, California 94720, 2002.
- [10] H. Yamamoto, K. Zhang, K. Karasaki, A. Marui, H. Uehara, and N. Nishikawa. Numerical investigation concerning the impact of CO<sub>2</sub> geologic storage on regional groundwater flow. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 3(5) :586–599, 2009.
- [11] S. Ghanbari, Y. Al-Zaabi, G.E. Pickup, E. Mackay, F. Gozalpour, and A. Todd. Simulation of CO<sub>2</sub> storage in saline aquifers. *Chemical Engineering Research and Design*, 84(9 A) : 764–775, 2006.
- [12] K Pruess, T. Xu, J. Apps, and J. Garcia. Numerical modeling of aquifer disposal of CO<sub>2</sub>. *SPE (Society of Petroleum Engineers) Journal*, pages 49–59, 2003.
- [13] T.. Buscheck, Y. Sun, M. Chen, Y. Hao, T. Wolery, W. Bourcier, Be. Court, M.. Celia, S. Julio Friedmann, and R. Aines. Active CO<sub>2</sub> reservoir management for carbon storage : Analysis of operational strategies to relieve pressure buildup and improve injectivity. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 6 :230–245, January 2012. ISSN 17505836. doi : 10.1016/j.ijggc.2011.11.007.



- [14] R.A. Chadwick, D. J. Noy, and S. Holloway. Flow processes and pressure evolution in aquifers during the injection of supercritical CO<sub>2</sub> as a greenhouse gas mitigation measure. *Petroleum Geoscience*, 15(1) :59–73, 2009.
- [15] F. Diedro. *Influence de la variabilité pétrophysique et minéralogique des réservoirs géologiques sur le transfert réactif*. PhD thesis, Ecoles Nationale Supérieure des Mines de Saint-Etienne, 2009.
- [16] M. Leverett. Capillary behavior in porous solids. *Transaction of the AIME*, (142) :152–169, 1941.
- [17] Howard N. Hall. Compressibility of Reservoir Rocks. *Petroleum Transactions, AIME*, 198, 1953.
- [18] W.D. McCain and R.D. Poe. Properties of Reservoir Fluids. In *Petroleum Engineering 324 - Well Performance*, chapter Appendix A. 2000.
- [19] A. Satter, G.M. Iqbal, and J.L. Buchwalter. *Practical enhanced reservoir engineering : assisted with simulation software*. PennWell Corp., 2008. ISBN 9781593700560.
- [20] G.H. Newman. Pore-Volume Compressibility of Consolidated, Friable, and Unconsolidated Reservoir Rocks Under Hydrostatic Loading. *SPE Journal*, pages 129–134, 1973.
- [21] R. Horne. *Modern Well Test Analysis : A computer-aided Approach*. Petroway Inc., 2nd editio edition, 1995.
- [22] M. Onur. A Note on Rock Compressibility. pages 1–6, 2007.
- [23] A. Jalalh. Compressibility of porous rocks : Part II. New relationships. *Acta Geophysica*, 54(4) :399–412, December 2006. ISSN 1895-6572. doi : 10.2478/s11600-006-0029-4.
- [24] B. Aloki, S. Moosavi, E. Kazemzadeh, K. Goshtasbi, M. Esfahani, and J. Vali. The effect of rock types on pore volume compressibility of limestone and dolomite samples. *JGeope*, 1 (1) :37–46, 2011.
- [25] Z. Harari, S.-T. Wang, and S. Saner. Pore-Compressibility Study of Arabian Carbonate Reservoir Rocks. *SPE Formation Evaluation*, 1995.
- [26] S. Vidal-Gilbert, J.-F. Nauroy, and E. Brosse. 3D geomechanical modelling for CO<sub>2</sub> geologic storage in the Dogger carbonates of the Paris Basin. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 3(3) :288–299, 2009. ISSN 1750-5836. doi : DOI:10.1016/j.ijggc.2008.10.004.
- [27] L. Andre, P. Audigane, M. Azaroual, and A. Menjoz. Numerical modeling of fluid-rock chemical interactions at the supercritical CO<sub>2</sub>-liquid interface during CO<sub>2</sub> injection into a carbonate reservoir, the Dogger aquifer (Paris Basin, France). *Energy Conversion and Management*, 48(6) :1782–1797, 2007. doi : 10.1016/j.enconman.2007.01.006.
- [28] J. Rohmer and D. Seyedi. Coupled Large Scale Hydromechanical Modelling for Caprock Failure Risk Assessment of CO<sub>2</sub> Storage in Deep Saline Aquifers. *Oil & Gas Science and Technology-revue De L Institut Francais Du Petrole*, 65(3) :503–517, 2010. doi : 10.2516/ogst/2009049.

- [29] E. Pesquet-Ardisson. Hydrodynamic impact of an industrial-scale operation of CO<sub>2</sub> storage. Management of conflicting interests with other underground space uses. Technical report, 2010.
- [30] B. Bennion and S. Bachu. Relative Permeability Characteristics for Supercritical CO<sub>2</sub> Displacing Water in the Western Sedimentary Basin. In *Paper SPE 95547, presented at the 2005 SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Dallas, TX, USA, 2005.
- [31] J. Birkholzer, Q. Zhou, and C.-F. Tsang. Large-scale impact of CO<sub>2</sub> storage in deep saline aquifers : A sensitivity study on pressure response in stratified systems. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 3(2) :181–194, December 2009. ISSN 1750-5836. doi : DOI:10.1016/j.ijggc.2008.08.002.
- [32] J. Birkholzer and Q. Zhou. Basin-scale hydrogeologic impacts of CO<sub>2</sub> storage : Capacity and regulatory implications. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 3(6) :745–756, December 2009. ISSN 17505836. doi : 10.1016/j.ijggc.2009.07.002.
- [33] C. Chasset, J. Jarsjö, M. Erlström, V. Cvetkovic, and G. Destouni. Scenario simulations of CO<sub>2</sub> injection feasibility, plume migration and storage in a saline aquifer, Scania, Sweden. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 5(5) :1303–1318, September 2011. ISSN 17505836. doi : 10.1016/j.ijggc.2011.06.003.
- [34] B. Suski. *Caractérisation et suivi des écoulements hydriques dans les milieux poreux par la méthode du Potentiel Spontané*. PhD thesis, Université Paul Cézanne, 2005.
- [35] X.-H. Wen and J. Gomez-Hernandez. Upscaling hydraulic conductivities in heterogeneous media : An overview. *Journal of Hydrology*, 183 :1–24, 1996. ISSN 0022-1694. doi : DOI:10.1016/S0022-1694(96)80030-8.
- [36] P. Renard and G. Marsily. Calculating equivalent permeability : a review. *Advances in Water Resources*, 20(5-6) :253–278, 1997.
- [37] M. De Lucia, C. de Fouquet, V. Lagneau, and R. Bruno. Calcul de la transmissivité de bloc en maillage irrégulier pour un écoulement monophasique : une étude de sensibilité. *Note technique NT090514VL, Mines ParisTech*, pages 1–15, 2009.
- [38] J. Gomez-Hernandez and M. Garcia. Analyse Bibliographique des Méthodes Géostatistiques Adaptées à la Caractérisation des Aquifères. Technical report, Andra, 1998.
- [39] M. Karim and K. Krabbenhoft. New Renormalization Schemes for Conductivity Upscaling in Heterogeneous Media. *Transport In Porous Media*, 85(3) :677–690, 2010. ISSN 0169-3913. doi : 10.1007/s11242-010-9585-9.
- [40] P. Renard, G. Le Loc’h, and D. Griffin. Comparaison de quelques méthodes de passage à l’échelle supérieure - Critère de classement. *Cahiers de géostatistique*, 5, 1995.
- [41] P. Renard, G. Le Loc’h, E. Ledoux, G. Marsily, and R. Mackay. A fast algorithm for the estimation of the equivalent hydraulic conductivity of heterogeneous media. *Water Resources Research*, 36(12) :3567–3580, 2000.

- [42] L. Li, H. Zhou, and J. Gomez-Hernandez. A comparative study of three-dimensional hydraulic conductivity upscaling at the macro-dispersion experiment (MADE) site, Columbus Air Force Base, Mississippi (USA). *Journal of Hydrology*, 404(3-4) :278–293, 2011.
- [43] L. Li, H. Zhou, and J. Gómez-Hernández. Transport upscaling using multi-rate mass transfer in three-dimensional highly heterogeneous porous media. *Advances in Water Resources*, 34(4) :478–489, April 2011. ISSN 03091708. doi : 10.1016/j.advwatres.2011.01.001.
- [44] L. Durlafsky, R. Behrens, R. Jones, and A. Bernath. Scale Up of Heterogeneous Three Dimensional Reservoir Descriptions. *SPE Journal*, 1(3), September 1996. ISSN 1086-055X. doi : 10.2118/30709-PA.
- [45] P. Mostaghimi and H. Mahani. A Quantitative and Qualitative Comparison of Coarse-Grid-Generation Techniques for Modeling Fluid Displacement in Heterogeneous Porous Media. *Engineering*, (February) :24–36, 2010.
- [46] H. Zhou, L. Li, and J. Gómez-Hernández. Three-dimensional hydraulic conductivity upscaling in groundwater modeling. *Computers & Geosciences*, 36(10) :1224–1235, October 2010. ISSN 00983004. doi : 10.1016/j.cageo.2010.03.008.
- [47] C. Maschio and D. Schiozer. A new upscaling technique based on Dykstra Parsons coefficient : Evaluation with streamline reservoir simulation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 40(1-2) :27–36, October 2003. ISSN 09204105. doi : 10.1016/S0920-4105(03)00060-3.
- [48] Q. Dasheng and H. Tim. Quantitative Evaluation of Information Loss in Reservoir Upscaling. *Proceedings of SPE Asia Pacific Conference on Integrated Modelling for Asset Management*, March 2004. doi : 10.2118/87035-MS.
- [49] C. Preux. Study of evaluation criteria for reservoir upscaling. In *Society of Petroleum Engineers - 73rd European Association of Geoscientists and Engineers Conference and Exhibition 2011 - Incorporating SPE EUROPEC 2011*, volume 6, pages 4395–4399, 2011.
- [50] D. Desbois. Une introduction au positionnement multidimensionnel. *Revue MODULAD*, (32), 2005.
- [51] C. Scheidt and J. Caers. Representing Spatial Uncertainty Using Distances and Kernels. *Mathematical Geosciences*, 41(4) :397–419, September 2008. ISSN 1874-8961. doi : 10.1007/s11004-008-9186-0.
- [52] C. Scheidt and J. Caers. Uncertainty quantification in reservoir performance using distances and kernel methods-application to a west Africa deepwater turbidite reservoir. *SPE Journal*, 14(4) :680–692, 2009.
- [53] F. Alpak, M. Barton, and J. Caers. A flow-based pattern recognition algorithm for rapid quantification of geologic uncertainty. *Computational Geosciences*, 14(4) :603–621, December 2010. ISSN 1420-0597. doi : 10.1007/s10596-009-9175-5.
- [54] I. Dhillon, Y. Guan, and B. Kulis. Kernel k-means : spectral clustering and normalized cuts. *Proceedings of the tenth ACM SIG KDD . . .*, 2004.

- [55] A. Ng, M. Jordan, and Y. Weiss. On spectral clustering : Analysis and an algorithm. *Advances in neural information . . .*, 2002.
- [56] F. Bach and M. Jordan. Learning Spectral Clustering. In *Advances in Neural Information Processing Systems*, volume 16, pages 305–312. MIT Press, 2004.
- [57] J. Goncalves. *Modelisation 3D de l'évolution géologique du bassin de Paris : Implications Diagenétiques et Hydrogéologiques*. PhD thesis, Université Paris VI - Pierre et Marie Curie, 2002.
- [58] F. Guillocheau, C. Robin, P. Allemand, S. Bourquin, N. Brault, G. Dromart, R. Friedenberg, J.-P. Garcia, J.-M. Gaulier, F. Gaumet, B. Grosdoy, F. Hanot, P. Le Strat, M. Mettraux, T. Nalpas, Prijac C., C. Rigollet, O. Serrano, and G. Grandjean. Meso-Cenozoic geodynamic evolution of the Paris Basin : 3D stratigraphic constraints. *Geodynamica Acta*, 13 : 189–245, 2000.
- [59] J. Goncalvès, S. Violette, F. Guillocheau, C. Robin, M. Pagel, D. Bruel, G. de Marsily, and E. Ledoux. Contribution of a three-dimensional regional scale basin model to the study of the past fluid flow evolution and the present hydrology of the Paris basin, France. *Basin Research*, 16(4) :569–586, December 2004. ISSN 0950091X. doi : 10.1111/j.1365-2117.2004.00243.x.
- [60] J. Gonçalvès, S. Violette, C. Robin, D. Bruel, F. Guillocheau, and E. Ledoux. Combining a compaction model with a facies model to reproduce permeability fields at the regional scale. *Physics and Chemistry of the Earth, Parts A/B/C*, 29(1) :17–24, 2004. ISSN 14747065. doi : 10.1016/j.pce.2003.11.009.





## Etude des interférences entre injections multiples de CO<sub>2</sub> dans un aquifère salin profond à l'échelle industrielle

**Résumé :** Les injections de CO<sub>2</sub> à l'échelle industrielle, dans les aquifères salins profonds, vont affecter le système naturel en induisant des perturbations des gradients de pression à court et à moyen terme. Des études prévisionnelles sont nécessaires pour évaluer les risques de contamination (fuites de CO<sub>2</sub>, déplacement des fluides natifs) et les risques d'interférences entre projets d'injection ou entre utilisations du sous-sol. Les aquifères salins étant généralement peu caractérisés, les incertitudes géologiques sont à considérer lors de l'étude de faisabilité du stockage et des risques associés puisque les paramètres géologiques influencent la réponse du système à l'injection. Nous nous sommes intéressés aux incertitudes résultantes en termes de prévisions de perturbations de pression et de migration de CO<sub>2</sub> et à leurs conséquences sur la faisabilité des projets de stockage. Dans un premier temps, les incertitudes de modélisation (changement d'échelle, résolution de la variabilité spatiale des propriétés pétrophysiques) et géologiques (propriétés pétrophysiques de la formation d'injection et de la couverture) ont été étudiées sur des modèles 2D conceptuels. L'objectif étant de balayer les champs d'incertitudes pour des modèles peu coûteux en temps de calcul, pour ensuite, réduire les évaluations à effectuer dans le cadre de la modélisation 3D régionale du système souterrain et y appliquer des méthodes simplifiées, validées en deux dimensions. Des centaines de réalisations stochastiques sont utilisées pour évaluer l'influence de la variabilité spatiale de la perméabilité. Pour limiter le nombre de simulations d'écoulement à effectuer, des méthodes de sélection de réalisations, à partir de "proxy-response" (i.e. approximation de la réponse par une méthode de calcul simplifiée) ont été testées et validées. Ensuite, les modèles 3D sont construits à partir des données d'un modèle hydrogéologique du bassin parisien. Différents scénarios d'injection sont envisagés. La sensibilité de la réponse est étudiée principalement par rapport à la variabilité spatiale de la perméabilité et à la compressibilité des pores. Cette dernière étape permet de mieux appréhender les risques d'interférences en fonction des incertitudes majeures, d'une part des paramètres géologiques, et d'autre part des paramètres physiques liés à l'injection.

**Mots clés :** Stockage géologique de CO<sub>2</sub>, Aquifère, Echelle régionale, Incertitudes géologiques, Interférences, Hétérogénéités.

### Interferences between multiple industrial-scale CO<sub>2</sub> injections in a deep saline aquifer

**Abstract:** This thesis studies the regional-scale response of an aquifer system to a massive CO<sub>2</sub> injection. Industrial-scale CO<sub>2</sub> injections into deep saline aquifers affect natural groundwater systems by generating short-term to medium-term pressure gradient perturbations. To evaluate contamination risks and interference risks between injection projects or other uses of underground space, modelling studies become necessary. The geological parameters of underground formations are also to be taken into consideration as they certainly influence the injection response. But, saline aquifers are generally poorly-characterized which adds uncertainties to an already complex system. This thesis aims to explore uncertainties in pressure perturbations and CO<sub>2</sub> migration predictions, and their consequences in terms of CO<sub>2</sub> storage feasibility studies. Firstly, modelling and geological uncertainties have been tested on 2D conceptual models. This step, based on simpler models than 3D ones, allows a fast uncertainties discrimination and save computational time. Hundreds of stochastic realizations are generated to define the influence of permeability spatial variability. To limit the number of flow simulations, selection procedures of realizations are applied and tested. Selections are derived from fast-calculations methods called "proxy-response". Secondly, once these methods have been 2D tested and validated, and once a number of uncertainties have been eliminated, these methods and related ones are applied to the underground system 3D modelling. The 3D models have been built based on available data from an existing Paris Basin hydrogeological model. Several injection scenarios have been considered and tested. Permeability spatial variability and pore compressibility are the two main parameters chosen to evaluate the injection response. This last step allows a better definition of interference risks between the major uncertainties from geological parameters and injection-related physical parameters.

**Keywords:** CO<sub>2</sub> geological storage, Deep saline aquifer, Large scale, Geological uncertainties, Interferences, Heterogeneities.