



**Tests de simulation d'injection et de propagation du CO₂ dans
l'aquifère salin du Covey Hill à Bécancour avec le logiciel
COORES.**

RAPPORT INRSCO2-2012-V2.12

Par

**Maxime Claprood
Erwan Gloaguen
Michel Malo**

**Rapport pour distribution interne
Chaire de séquestration géologique du CO₂, INRS 2012, Québec**

R-1446

ISBN : 978-2-89146-801-5

Préambule

Le Ministère du Développement durable, de l'Environnement et des Parcs (MDDEP) du Québec a octroyé une subvention à l'INRS-ETE pour mettre en place une chaire de recherche sur la séquestration géologique du CO₂ au Québec. Le décret n° 714-2008 approuvant l'octroi a été adopté le 25 juin 2008. La subvention d'une durée de cinq ans (exercices financiers 2008-2009 à 2012-2013) provient du Fonds vert. La création de la chaire s'inscrit dans l'action 20 du Plan d'action 2006-2012 sur les changements climatiques intitulé « Le Québec et les changements climatiques, un défi pour l'avenir ».

Les travaux de la chaire permettent d'explorer les principales options de séquestration géologique du CO₂ au Québec. Les objectifs principaux des travaux de la chaire sont d'évaluer la capacité de stockage du CO₂ au Québec, de tester quelques sites pour leur potentiel de rétention du CO₂ après injection, et de former une expertise au Québec dans le domaine de la technologie du captage et de la séquestration du CO₂ (CSC). Les objectifs secondaires pour arriver à répondre aux objectifs principaux sont de: 1) faire l'inventaire des réservoirs géologiques potentiels au Québec; 2) faire l'inventaire des sources majeures d'émission du CO₂ au Québec; 3) compiler les travaux réalisés ailleurs dans le monde sur la technologie du CSC; 4) caractériser les propriétés géologiques et géophysiques des réservoirs potentiels; 5) évaluer leur capacité de stockage; 6) choisir des sites potentiels pour réaliser des essais d'injection du CO₂; 7) tester un ou deux sites avec suivi sur une période d'un à deux ans pour évaluer la capacité de rétention du CO₂ et les risques de fuite (de tels essais vont nécessiter l'utilisation d'autres ressources financières que celles dont dispose la chaire). En marge de l'atteinte des objectifs de la chaire, des travaux complémentaires portent sur l'évaluation des enjeux socio-économiques de l'implantation de la technologie du CSC au Québec (lois, sécurité, etc.) et sur des études technico-économiques pour l'implantation d'une usine pilote de captage et d'injection du CO₂.

Les cinq volets de recherche suivants de la chaire permettront d'atteindre les objectifs visés et de réaliser les travaux complémentaires :

1. Inventaire ;
2. Caractérisation ;
3. Capacité de stockage ;
4. Test-pilote ;
5. Enjeux socio-économiques.

Le présent rapport documente la méthodologie et les résultats préliminaires de simulations numériques d'injection de CO₂ dans une représentation de l'aquifère salin du Covey Hill dans la région de Bécancour. Les simulations ont été effectuées par Maxime Claprood à l'aide du logiciel COORES lors d'un cours séjour à l'IFP-Énergies nouvelles (Paris, France) en novembre 2011. En raison de valeurs trop incertaines de plusieurs paramètres et d'un manque d'information concernant d'autres propriétés, les résultats obtenus ne sont pas représentatifs de la réalité et ne doivent être interprétés qu'à titre qualitatif pour des analyses comparatives. Les résultats présentés dans ce rapport sont pour diffusion interne seulement.

Sommaire

Des tests d'injection et de propagation du CO₂ sont effectués dans les aquifères salins de la Plateforme du Saint-Laurent dans la région de Bécancour avec le modélisateur d'écoulement COORES développé à l'IFP-Énergies nouvelles (IFP-En). L'objectif principal de cet exercice était d'apprendre le fonctionnement du modélisateur d'écoulement pour des projets futurs. Les différentes simulations ont permis de tester le potentiel du logiciel COORES, et analyser l'impact de certains paramètres tels que le positionnement du puits d'injection, la distribution de la porosité et de la perméabilité sur l'injection et la propagation de CO₂. Plusieurs données (pression capillaire, courbes de perméabilité relative...) n'étaient pas disponibles pour le site de Bécancour lorsque les simulations ont été effectuées (novembre 2011) et ont dû être approximées par des valeurs tirées de la littérature. De plus, le peu de données de porosité et de perméabilité disponibles dans la région de Bécancour génère une incertitude et une variabilité importante sur les résultats des simulations. Les résultats de ces simulations avec COORES ne doivent donc pas être analysés en fonction des valeurs obtenues mais à titre qualitatif seulement. Les résultats obtenus permettent de comprendre les différentes options offertes par COORES, et permettent de statuer sur l'importance de mieux contraindre les champs de porosité et de perméabilité afin de mieux comprendre leur impact sur l'injection et la propagation du CO₂ dans un aquifère salin. Les simulations d'injection sont effectuées dans une représentation numérique de l'aquifère salin du Covey Hill (grès et conglomérats du Groupe de Potsdam).

TABLE DES MATIÈRES

Préambule.....	iii
Sommaire	iv
1. Introduction	7
2. Objectifs et « non-objectifs » de l'étude.....	8
3. Logiciel COORES	8
3.1. Description générale de COORES	8
3.2. Paramètres de simulation COORES	9
3.2.1. Section « Données Générales ».....	9
3.2.2. Section « Grille ».....	9
3.2.3. Section « PÉTROPHYSIQUE »	9
3.2.4. Section « Zonage ».....	10
3.2.5. Section « Thermodynamique »	10
3.2.6. Section « Conditions Initiales »	10
3.2.7. Section « Puits ».....	10
3.2.8. Section « Données Numériques »	10
3.2.9. Section « Sortie »	10
3.3. Visualisation des résultats	11
4. Simulations de l'aquifère salin du Covey Hill à Bécancour.....	11
4.1. Grille de simulation	11
4.2. Porosité.....	12
4.3. Perméabilité	13
4.4. Localisation du puits d'injection	13
4.5. Autres paramètres	14
5. Résultats préliminaires	15
5.1. Saturation en CO ₂	15
5.2. Variations de pression	16
6. Discussion.....	17

7. Conclusions	17
8. Remerciements	18
Références	19
ANNEXES	20
Annexe 1 Fichier de paramètres d'entrée de COORES.....	21

1. Introduction

Les aquifères salins profonds sont considérés comme une des principales options pour la séquestration géologique du CO₂ par le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC). Des aquifères salins profonds sont identifiés à plusieurs niveaux stratigraphiques dans la région de Bécancour (Malo et Bédard, 2012) et sont exploités industriellement par la société Junex (<http://www.junex.ca/avantages-environnementaux>).

www.junex.ca/avantages-environnementaux.

Identifiés à la Figure 1, trois niveaux stratigraphiques possèdent des propriétés pétro-physiques (porosité, perméabilité) de qualité réservoir : les calcaires du Groupe de Trenton, les grès dolomitiques du Groupe de Beekmantown (Formation de Theresa) et les grès quartzeux du Groupe de Potsdam (formations de Cairnside et de Covey Hill) (Konstantinovskaya et al., 2011; Tran Ngoc et al., 2011).

Stratigraphie des Basses-Terres du Saint-Laurent

Âge		Groupe		Horizons modélisés	
ORDOVICIEN	SUPÉRIEUR	Queenston			
		Lorraine		Shales, siltstones et grès	
		Utica supérieur		Shale calcaireux	
		Utica inférieur		Shales et calcaires	
		Trenton - Black River - Chazy supérieur		Calcaires	
	CENTRE	Chazy inférieur		Calcaires, dolomies et grès	
		INFÉRIEUR	Beekmantown	Fm Beauharnois	Dolomies
				Fm Theresa	Grès dolomitiques
			Fm Cairnside		Grès quartzeux
		CAMBRIEN	Potsdam	Fm Covey Hill	
socle du Grenville					
PRÉCAMBRIEN					

Figure 1. Stratigraphie simplifiée des Basses-Terres du Saint-Laurent. Les lignes rouges sont 9 horizons du modèle géologique, qui représentent des changements majeurs dans la séquence stratigraphique. Les simulations d'injection et de propagation du CO₂ se font dans la Formation de Covey Hill (jaune foncé) à la base de la séquence.

Un modèle 3D des principales unités géologiques est construit pour la région de Bécancour à partir des données de diagraphies acquises à 11 puits et des horizons pointés sur 100 km de lignes sismiques 2D (Konstantinovskaya et al., 2010). Le tout fut intégré par krigeage avec dérive externe (Claprod et al., 2012). Ce modèle 3D des principales unités géologiques est utilisé comme structure de base pour 1) compléter la modélisation géostatistique des propriétés pétro-physiques et, 2) effectuer des simulations d'injection et de propagation de CO₂ dans la Formation du Covey Hill, considérée comme possédant les meilleures propriétés pour la séquestration géologique de CO₂ dans la région de Bécancour. L'utilisation de méthodes géostatistiques est essentielle pour optimiser l'utilisation des données disponibles, et évaluer la variabilité et l'incertitude sur la modélisation de réservoir (Chilès et Delfiner, 1999; Dubrule, 2003).

Le présent rapport décrit les étapes menant aux simulations stochastiques d'injection de CO₂ dans l'aquifère du Covey Hill, en considérant les données disponibles au mois de novembre 2011. Les objectifs de l'étude sont tout d'abord exposés. Le logiciel de simulation utilisé, COORES développé par l'IFP – Énergies nouvelles (IFP-En, Paris, France), est ensuite décrit. La grille d'écoulement utilisée pour les simulations est ensuite présentée, ainsi que les autres paramètres initiaux (*e.g.* porosité, perméabilité). Une liste des simulations complétées ainsi que des résultats préliminaires sont ensuite exposés.

2. Objectifs et « non-objectifs » de l'étude

Les modélisations géostatistiques et les simulations d'injection de CO₂ sont complétées à ce stage du projet de Bécancour afin de tester les fonctionnalités du logiciel COORES, et ainsi évaluer son potentiel pour la réalisation de projets subséquents. Ce rapport a pour objectif principal de documenter les expérimentations effectuées sur COORES et présenter les résultats principaux.

Un autre objectif était de développer l'expertise de travailler avec des simulateurs d'écoulement et bâtir des liens professionnels solides avec les experts en modélisation de réservoirs de l'IFP-En.

Par « non-objectifs », je veux souligner que l'objectif d'effectuer ces modélisations n'était pas d'obtenir des résultats concrets concernant les volumes d'injection précis et de la propagation exacte du CO₂ dans l'aquifère du Covey Hill. Le manque de données et l'incertitude élevée sur la distribution spatiale des

propriétés pétrophysiques ne permettaient pas d'obtenir de résultats fiables à partir des simulations stochastiques. L'analyse de la variabilité des résultats en fonction de certains paramètres de modélisation est toutefois un objectif réalisable à cette étape du projet. Ces expérimentations permettront de cerner les paramètres ayant le plus d'impact sur les volumes de CO₂ injectés et sur leur propagation, et ainsi mieux comprendre les forces et faiblesses du modèle actuel à Bécancour.

3. Logiciel COORES

Le logiciel COORES est développé par l'IFP-En afin de modéliser le comportement hydro-dynamique du CO₂ dans un médium poreux, tenant compte de toutes les interactions géochimiques et géomécaniques. Le simulateur COORES est utilisé pour effectuer des évaluations de sites à une échelle industrielle, afin de compléter des analyses conventionnelles telles que les études sismiques, géochimiques, de diagraphies et de carottes.

3.1. Description générale de COORES

La structure de COORES est centrée sur un fichier base de données (fichier COORES) qui contient toute l'information (données, résultats) en rapport avec le cas à l'étude. La communication avec le simulateur est assurée par un fichier d'entrées unique. Le simulateur est composé de trois modules indépendants pouvant rouler séparément :

- initialisation ;
- simulation ;
- extraction des données et des résultats.

Le module d'initialisation a pour fonctions de 1) rassembler et vérifier l'acquisition de données faite par l'utilisateur, 2) bâtir la grille de simulation, et 3) allouer l'espace mémoire suffisant dans le fichier COORES automatiquement créé.

Quand l'initialisation est complétée, le module de simulation fait le gros du travail. Pour tous les pas de temps demandés par l'utilisateur, le simulateur cherche l'information adéquate dans le fichier d'entrée, effectue les simulations et met à jour la base de données avec les résultats présélectionnés par l'utilisateur. Le module d'extraction permet à l'utilisateur de sélectionner les données de sortie souhaitées. Sur demande, les résultats peuvent être téléchargés dans une interface qui sera lue à l'étape préliminaire du post-traitement. Les entrées et l'interface du simulateur sont des fichiers ASCII.

Trois types de données sont nécessaires pour utiliser

le simulateur COORES :

- les données statiques ;
- les données mixtes ;
- les données dynamiques.

Les données statiques doivent être définies pour le module d'initialisation et, par conséquence, ne peuvent être modifiées pendant la simulation. Ces données incluent :

- les caractéristiques de la grille ;
- les données pétrophysiques ;
- la définition des composantes thermodynamiques ;
- les trappes ;
- l'état initial ;
- la composition des fluides en place.

Les données mixtes sont des données qui sont lues pendant l'initialisation mais qui peuvent être modifiées pendant la simulation :

- les courbes de perméabilité relative et de pression capillaire ;
- les données thermodynamiques.

Les données dynamiques ne sont pas utilisées pour l'initialisation du modèle, mais servent de contraintes pendant la simulation :

- les conditions aux frontières;
- les puits;
- les paramètres numériques;
- les paramètres de sauvegarde.

Le fichier d'entrées COORES (voir exemple en Annexe 1) est divisé en un bloc général et une séquence de directives divisées en périodes de temps. Le bloc général est dédié aux caractéristiques de base de la simulation, correspondant au bloc statique (temps 0). Suit ensuite une série de périodes dynamiques modifiant les définitions initiales, et définissant les états de contraintes pour chaque bloc dynamique.

3.2. Paramètres de simulation COORES

Les principaux paramètres nécessaires au bon déroulement des simulations avec COORES sont expliqués dans cette section, en prenant le fichier « ParametresCOORES.dat » présenté à l'Annexe 1 comme canevas de base. La description présentée ici n'étant pas exhaustive, le lecteur est référé au manuel de référence de COORES pour une description plus exhaustive des paramètres. Les descriptions suivantes permettent toutefois de se faire une excellente impression de la nomenclature et du format à employer dans les fichiers paramètres. Les lignes du

fichier précédées par le symbole « < » sont des lignes commentaires qui ne sont pas lues pendant les modélisations.

3.2.1. Section « Données Générales »

Dans la section « DONNÉES GÉNÉRALES », on retrouve les paramètres pour initialiser la simulation, tel que le nom d'utilisateur, le nom de référence, le système d'unité des données (par exemple, « PMU = practical metric units ») pour effectuer les bonnes conversions dans le système métrique, la direction de l'axe des Z, et une date de début de la simulation. Notons qu'au moment des tests de simulation à l'IFP-En (novembre 2011), seule la direction « UP » était fonctionnelle pour la direction de l'axe des Z, les profondeurs doivent donc être négatives.

3.2.2. Section « Grille »

On définit dans cette section les paramètres de la grille sur laquelle se font les simulations d'écoulement. Il est possible de définir une grille régulière à même ce fichier paramètre, ou simplement faire un appel à un fichier grille externe (« CALL grid_geometry.key ») qui doit être défini selon le format approprié.

3.2.3. Section « PÉTROPHYSIQUE »

On définit ici les propriétés de porosité effective et de perméabilité pour chaque maille de la grille. De façon similaire à la grille, il est possible d'importer directement les fichiers contenant les données pétrophysiques. Les fichiers d'entrée sont des fichiers à une colonne contenant les valeurs de propriétés définies avec le même ordre que les mailles de la grille. La première ligne doit contenir le nom de la variable analysée ainsi que sa première lecture, selon le format :

```
PORO = 0.0500;  
PERMX = 10.0000;  
PERMZ = 1.0000.
```

Le nom de variable (e.g. PORO, PERMX, PERMZ) correspond à un identificateur précis de COORES afin que le simulateur puisse reconnaître la variable incluse dans le fichier.

Il est aussi possible de définir les valeurs de porosité et de perméabilité à même le fichier paramètres. Certaines fonctions permettent d'effectuer des opérations mathématiques simples sur les valeurs pétrophysiques entrées. Par exemple, la fonction « PERMX* : : = 10 » indique que l'on multiplie les valeurs de perméabilité horizontale (PERMX) par 10 sur toutes les mailles de la grille en i, j et k (: : :). Il est possible de spécifier une zone précise de la grille

sur laquelle on veut effectuer ces opérations. La fonction « KZHRATIO :: = 0.01 » indique que la perméabilité verticale équivaut à 0.01 la perméabilité horizontale.

3.2.4. Section « Zonage »

La section « ZONAGE » permet de définir les propriétés physiques et hydro-dynamiques de la roche, telles que la compressibilité, les courbes de perméabilité relative et de pression capillaire. Les différents paramètres qui peuvent ou doivent être entrés sont clairement définis dans le manuel d'aide du logiciel COORES.

3.2.5. Section « Thermodynamique »

Les paramètres de température initiale du réservoir, du type de simulation (mono-phase ou multi-phases), ainsi que la composition des différentes phases doivent être définis dans cette section. Les masses molaires et les paramètres d'équilibre des gaz doivent aussi être définis afin de bien modéliser la propagation des fluides. Par exemple, les paramètres du fichier de l'Annexe 1 indiquent une température « TEMP = 35 » à une profondeur de référence « ZREFG = -1000 » (définie dans la section « CONDITIONS INITIALES »), une modélisation multi-phases (« TYPVT = MULTI ») contenant de l'eau et du gaz (« PHASES = W G »). L'eau possède une masse molaire « MOLWGT W = 18.015 » et le gaz, de composition « COMP GAS = CO₂ », a une masse molaire « MOLWGT CO₂ = 44.010 ».

3.2.6. Section « Conditions Initiales »

Les paramètres de cette section sont nécessaires afin de bien initialiser les conditions de pression, de niveau d'eau, et de saturation initiale avant le début de l'injection, et pour bien définir les conditions aux frontières du modèle. Par exemple, à l'Annexe 1, on définit le niveau d'eau « GWC = -100 », ainsi qu'une pression initiale de « PREFG = 124 » bars dans le réservoir à la profondeur de référence « ZREFG = -1000 ». La profondeur de référence est la profondeur à laquelle les conditions initiales de température et de pression sont définies. Les frontières sont définies par le mot-clé « BOUND », suivi par une série des cellules composant cette frontière. Par exemple, une des frontières du modèle de Bécancour est définie par « BOUND north_west = : 1 : », signifiant qu'elle contient toutes les cellules en « i » et « k » pour la section « j = 1 ». Le mot clé « PBOUND » indique qu'il s'agit d'une contrainte de pression. Le terme « BOUND COMP MASS » indique les ratios massiques entre les différentes phases du système selon le même ordre que les phases entrées à la

fonction « PHASES ». Ainsi, les valeurs « 1 0 » indique qu'il y a 100% d'eau (« W = 1 ») et 0% de gaz (« G = 0 ») initialement dans ce modèle.

3.2.7. Section « Puits »

Dans cette section, on définit la position du ou des puits injecteurs du modèle. Les puits sont définis par une série de mailles (i,j,k) identifiées par le mot-clé « BOUND injector ». Par exemple, pour le fichier de l'Annexe 1, la commande :

« BOUND injector = 11 6 108 :119 11 6 152 :168 » signifie qu'un premier puits se retrouve à la 11^e maille en i, 6^e maille en j, et aux mailles 108:119 en k, et qu'un 2^e puits se trouve à i=11, j=6, et k=152 à 168. Il importe ensuite de spécifier le type d'injection et le rayon du puits.

3.2.8. Section « Données Numériques »

Cette section décrit tous les paramètres nécessaires au déroulement des simulations numériques afin d'assurer la bonne convergence des modélisations, tel que les pas de temps minimum / maximum et le niveau de résolution souhaité.

3.2.9. Section « Sortie »

Dans la section « SORTIE », on indique l'historique d'injection de CO₂ ainsi que la fréquence à laquelle on souhaite analyser les résultats. Il existe 2 façons de contrôler l'injection, soit en indiquant un débit d'injection « QBOUND MASS injector » ou en permettant d'injecter un volume maximal de gaz tout en respectant une limite de pression d'injection (« PBOUND injector »). Le mot-clé « WRT-STATE » indique la fréquence à laquelle sauvegarder les données (en jours), et le mot-clé « SIM-TIME » indique le temps que dure cette période de la simulation. Prenant le fichier de l'Annexe 1 pour exemple, on voit qu'il y a deux périodes distinctes dans cette modélisation. Pendant la première période, l'injection de CO₂ se fait en respectant une pression maximale d'injection de 163.8 bars pendant « SIM-TIME = 1825 », soit 5 ans. Pendant cette période, on sauvegarde les données à chaque année (« WRT-STATE = 365 »). On arrête ensuite l'injection dans la période suivante en entrant une faible valeur de pression au puits « PBOUND injector = -1000 1 ». Pendant cette période, les données sont sauvegardées tous les 100 ans (« WRT-STATE = 36500 ») jusqu'au temps « SIM-TIME = 366825 », soit 1005 ans (5 ans d'injection plus 1000 ans de suivi de la propagation de CO₂ dans le réservoir).

3.3. Visualisation des résultats

Il n'y a pas de module de visualisation des résultats dans le logiciel COORES. Les résultats doivent donc être exportés dans un logiciel de visualisation externe, au choix de l'utilisateur. Sans vouloir faire de publicité gratuite, le logiciel ParaView (disponible gratuitement à : <http://www.paraview.org/>) et la suite Gocad / SKUA de Paradigm (<http://www.pdgm.com>) sont deux options pour la visualisation des résultats.

4. Simulations de l'aquifère salin du Covey Hill à Bécancour

Treize (13) simulations d'injection et de propagation du CO₂ dans l'aquifère salin du Covey Hill à Bécancour ont été complétées. Certains paramètres n'étant pas définis au moment d'effectuer les

simulations et certains autres paramètres comprenant une incertitude élevée, plusieurs essais ont été effectués afin d'analyser l'impact de certaines propriétés et l'effet de ce manque d'information sur les capacités d'injection et la propagation du CO₂ dans l'aquifère du Covey Hill. Certains paramètres de modélisation furent empruntés de la littérature, pour des formations géologiques semblables aux grès et conglomérats du Covey Hill. C'est le cas des modules de compressibilité, des courbes de perméabilité relative et de pression capillaire. Les paramètres numériques ont été ajustés afin d'assurer que les simulations se déroulent dans un laps de temps raisonnables tout en limitant les instabilités numériques. Le Tableau 1 résume les principaux paramètres de modélisation et les principales différences entre les 13 simulations.

Simulation	Position du puits d'injection			Réalisation de porosité et de perméabilité	Multiplicateur de perméabilité	Données hydrodynamiques
	i	j	k			
S1	2	4	130:159	1	1	Littérature
S2	26	10	353:381	1	1	Littérature
S3	2	4	130:159	1	10	Littérature
S4	26	10	353:381	1	10	Littérature
S5	11	6	108:119 & 152:168	1	1	Littérature
S6	11	6	108:119 & 152:168	1	10	Littérature
S7	26	13	136:162	2	10	Littérature
S8	26	10	353:381	2	10	Littérature
S9	24	10	76:106	3	10	Littérature
S10	26	10	353:381	3	10	Littérature
S11	26	13	136:162	2	1	Littérature
S12	26	10	353:381	2	1	Littérature
S13	11	6	108:119 & 152:168	1	1	Estimées à Bécancour

Table 1. Paramètres de modélisation pour les 13 réalisations simulant l'injection et la propagation du CO₂ dans l'aquifère salin du Covey Hill à Bécancour. Le numéro de simulation (S1 à S13) correspond à la nomenclature utilisée pour la présentation des résultats. Les réalisations de porosité et de perméabilité font référence aux 3 différentes réalisations présentées en Figures 3 et 4.

4.1. Grille de simulation

Pour le projet de Bécancour, la grille de modélisation inclut la Formation de Covey Hill et est exporté directement du logiciel SKUA de Paradigm. La grille contient 53 mailles en X, 20 en Y, et 381 en Z, pour un total de 403860 mailles. Des frontières imperméables à la propagation de fluide sont imposées aux limites supérieure et inférieure du modèle, afin de modéliser le cas le plus simple : soit

celui d'un aquifère salin confiné verticalement par des roches couvertures idéales. Les 4 frontières latérales sont imposées comme étant perméables à la propagation de fluide, en imposant les mêmes conditions initiales de pression que dans la grille. La Figure 2 présente les étapes d'extraction de la grille de modélisation stochastique de l'aquifère du Covey Hill à partir du modèle géologique de la Plateforme du Saint-Laurent dans la région de Bécancour.

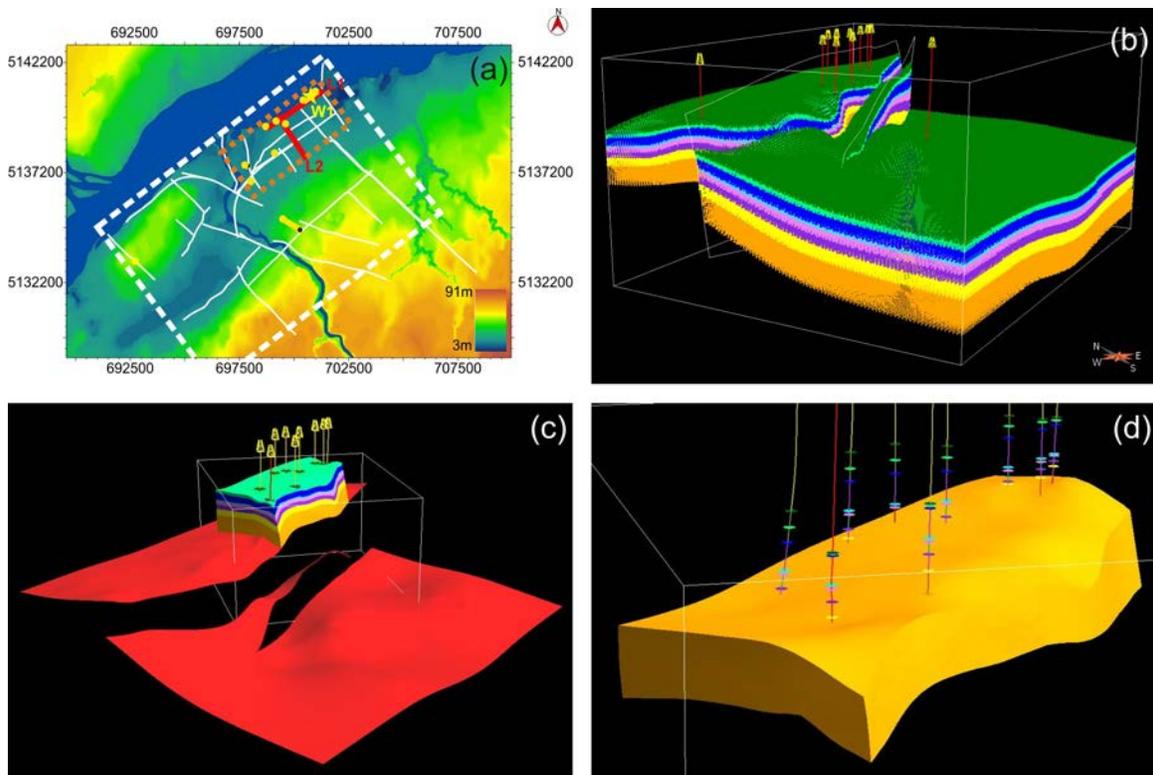


Figure 2. Étapes menant à l'extraction de la grille de modélisation de l'aquifère du Covey Hill à partir du modèle géologique de la Plateforme du Saint-Laurent dans la région de Bécancour. a) Modèle d'élévation du niveau du sol dans la région de Bécancour. Le rectangle pointillé blanc représente l'étendue spatiale du modèle géologique. Le rectangle pointillé orange représente l'étendue spatiale de la grille de modélisation du Covey Hill. Les points jaunes et les lignes blanches représentent respectivement les puits et les lignes sismiques 2D ayant servi à bâtir le modèle géologique. b) Modèle géologique de la Plateforme du Saint-Laurent dans la région de Bécancour, le code de couleur représentant les différents horizons présentés à la Figure 1. c) Extraction de la grille de modélisation à partir du modèle géologique, incluant toutes les unités géologiques. L'horizon géologique du socle précambrien est présenté en rouge pour localiser la grille sur le modèle géologique. d) Grille de modélisation de l'aquifère du Covey Hill.

4.2. Porosité

Les champs de porosité effective (PORO) de l'aquifère du Covey Hill dans la région de Bécancour sont modélisés par simulation gaussienne séquentielle (SGS) en prenant les valeurs de porosité évaluées à deux puits comme données primaires et prenant la distribution des valeurs de porosité comme contrainte additionnelle. Les variations verticales de la porosité sont déterminées par des variogrammes verticaux calculés sur les porosités en forage. Pour combler le manque d'information latérale, on assume que les variogrammes horizontaux possèdent la même structure que les variogrammes verticaux, en ajustant la portée pour représenter celle des variogrammes horizontaux calculés sur les horizons sismiques de la Formation de Covey Hill. Les variances des

variogrammes sont ajustées de façon à correspondre aux valeurs des variogrammes verticaux. À cause du nombre restreint de données, l'incertitude sur les champs de porosité ainsi obtenus est très élevée. Les différentes réalisations de porosité donnent des champs très différents de valeurs de porosité, respectant toutes les contraintes de distribution imposées par les histogrammes (Figure 3b) et les variogrammes.

Les simulations d'injection sont effectuées sur trois réalisations de porosité (Figure 3d,e,f) afin d'analyser l'effet de l'incertitude sur la capacité d'injection et la propagation du CO₂ dans l'aquifère du Covey Hill, et ainsi évaluer l'effet de cette incertitude sur l'emplacement du puits d'injection.

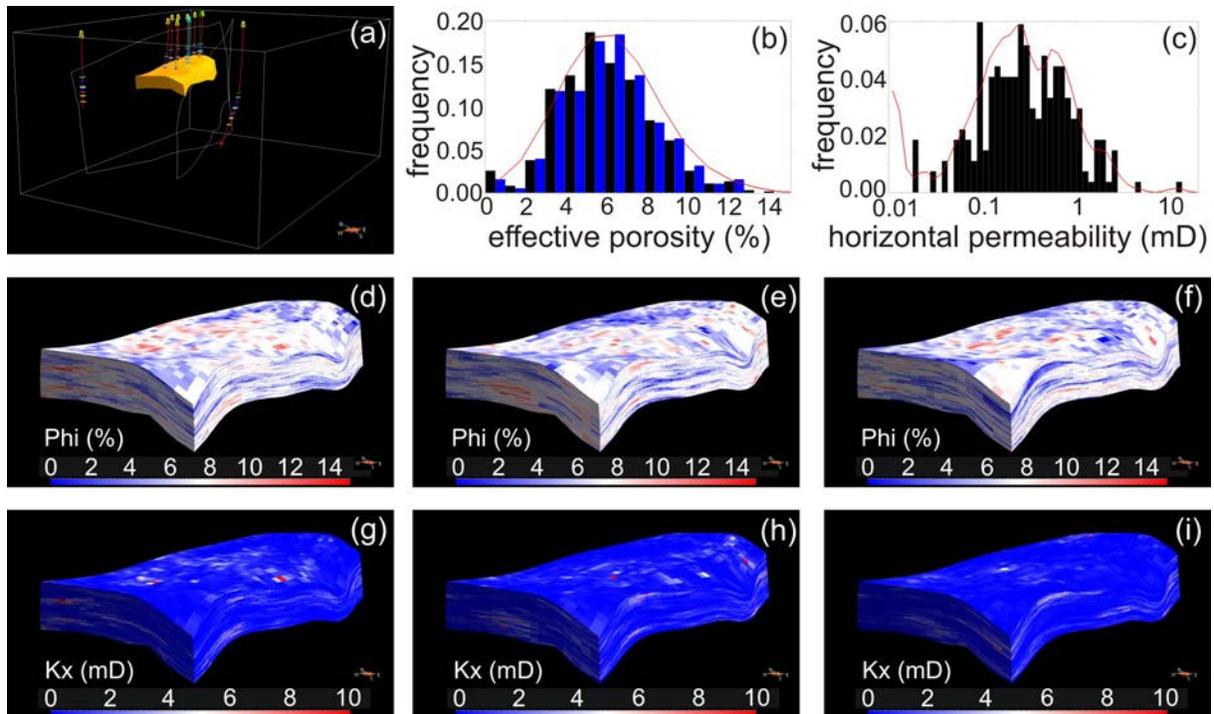


Figure 3. Paramètres pétrophysiques utilisées pour les simulations d'injection et de propagation de CO₂ dans l'aquifère salin du Covey Hill. a) Grille de simulation de l'aquifère du Covey Hill. b,c) Histogrammes de la porosité effective et de la perméabilité horizontale du Covey Hill évalués à partir des diagraphies de forage. d,e,f) Trois réalisations S1, S2 et S3 de porosité effective calculés par simulation gaussienne séquentielle. g,h,i) Trois réalisations S1, S2 et S3 de la perméabilité horizontale calculés par simulation gaussienne séquentielle avec cokrigage en utilisant les champs de porosité comme variable secondaire. (modifiée à partir de la Figure 11 de Claprod et al., 2012)

4.3. Perméabilité

Les champs de perméabilité horizontale (Figure 3g,h,i) sont calculés par une méthodologie similaire avec contrainte additionnelle de cokrigage co-localisé avec les données de porosité, afin de prendre en compte la relation *a priori* existant entre la porosité et la perméabilité. Les valeurs de perméabilité verticale sont estimées à 0.01 fois les valeurs de perméabilité horizontale pour tous les modèles.

Pour tenir compte des problèmes d'échelle lors de l'évaluation de la perméabilité à petite échelle (sur les carottes de forage) et à grande échelle (par essai aux tiges et au niveau du réservoir), on effectue des simulations sur des champs de perméabilité auxquelles les valeurs initiales sont multipliées par 10.

4.4. Localisation du puits d'injection

L'incertitude et la variabilité des champs de porosité et de perméabilité modélisés par SGS engendrent une

incertitude sur la localisation du puits d'injection. Ce puits doit en pratique être placé dans une zone très poreuse et perméable. Les données de porosité et de perméabilité connues avec précision (aux puits) étant peu nombreuses, on observe que la zone la plus poreuse varie grandement d'une réalisation à une autre. Pour chaque réalisation de porosité, on effectue deux simulations distinctes pour tester l'effet de cette incertitude sur les volumes possibles d'injection et la propagation du CO₂. Dans un premier temps, on place le puits d'injection au centre du modèle, crépinant le tiers du puits situé dans la partie la plus profonde de l'aquifère. Dans le deuxième modèle, on positionne le puits dans la zone la plus poreuse de la réalisation pour l'injection de CO₂. La localisation des puits d'injection pour les trois réalisations de porosité à simuler se trouve à la Figure 4. Observant que la zone la plus poreuse et perméable de la première réalisation se trouve à proximité des frontières, pouvant ainsi générer de faux résultats dus aux effets numériques, une autre location fut aussi testée pour le puits d'injection.

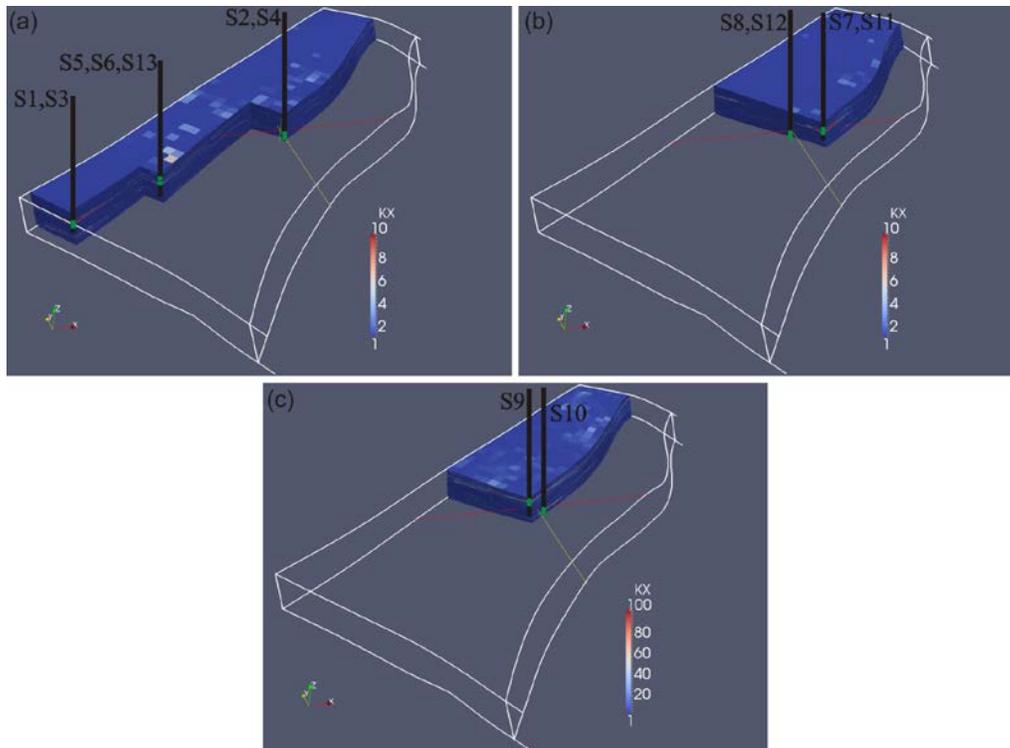


Figure 4. Localisation des puits d'injection (rectangles noirs avec ouvertures en vert) sur les trois réalisations de perméabilité (a,b,c) sur lesquelles les simulations d'injection de CO₂ sont complétées. S1 à S13 correspondent à la numérotation employée au Tableau 1 pour identifier les 13 différentes simulations.

Avant même de compléter les simulations, on observe, sur la Figure 4 que l'incertitude sur les champs de porosité et de perméabilité ont un effet important sur la localisation du puits d'injection. On remarque dans un premier temps que la zone la plus poreuse et perméable peut changer d'une réalisation à une autre. On observe aussi le danger de placer le puits à un endroit fixe (au centre du modèle) sans tenir compte du champ exact de porosité. La porosité simulée variant grandement en fonction de la réalisation de porosité, un puits placé au centre du modèle peut intercepter une zone très poreuse autant qu'une zone très peu poreuse, ce qui aura un impact important sur le volume de CO₂ pouvant y être injecté en respectant une contrainte de pression maximale dans l'aquifère.

4.5. Autres paramètres

Pour les 12 premiers modèles, les paramètres hydro-dynamiques utilisés dans les simulations sont tirés de la littérature pour un grès similaire. Cette décision fut prise car les valeurs exactes pour les grès et conglomérats du Covey Hill n'étaient pas connues au moment de compléter les premières modélisations. Pour les objectifs de ces premiers tests de modélisation stochastique, l'utilisation de données

provenant de la littérature fut jugée appropriée. Les valeurs de paramètres hydro-dynamiques évaluées pour la formation du Covey Hill à Bécancour sont utilisées pour la 13^e et dernière modélisation.

On utilise une température de 35°C à une profondeur de 1000 m (estimée sur le gradient de température dans la région de Bécancour) et une salinité constante de 109 g/l pour les modélisations. Les modélisations se font en considérant 2 phases : l'eau saline comme liquide et le CO₂ comme gaz, en utilisant les équations d'équilibre standard. Utilisant le gradient de pression hydrostatique local, on utilise une pression de référence de 124 bars (12.4 MPa) à une profondeur de référence de 1000 m.

L'injection s'effectue en respectant une pression maximale d'injection qui correspond à 1.3 fois la pression initiale dans le réservoir (paramètre couramment utilisé en industrie après discussions avec A. Fornel et M. Le Ravalec). Suite à une erreur d'inattention, une pression maximale de 163.8 bars (16.38 MPa) à 1000 m est entrée comme contrainte pour les modélisations d'injection de CO₂ dans le Covey Hill, ce qui correspond à 1.32 fois la pression hydrostatique initiale à 1000 m. L'impact de cette erreur est toutefois négligeable sur les résultats et les

conclusions de cette étude.

On simule le même horaire d'injection de CO₂ pour tous les modèles. L'injection simulée de CO₂ se fait pour une période de 5 ans (1825 jours), en injectant le volume maximal de CO₂ permis en respectant la contrainte de pression d'injection maximale. Le volume total de CO₂ ainsi injecté pendant chaque simulation varie donc en fonction des champs de porosité et de perméabilité et de la position du puits d'injection. On fait le suivi de la propagation du CO₂ dans l'aquifère pendant une période de 1000 ans après la période d'injection.

Les données analysées suite aux simulations d'injection et de propagation du CO₂ sont les variations de pression en tous points de la grille, le volume et la saturation en CO₂ à chaque maille de la grille, ainsi que la pression atteinte aux frontières du modèle.

5. Résultats préliminaires

Plusieurs types de données peuvent être analysés suite à ces simulations numériques. Pour les besoins de ce rapport, on analyse les variations de la saturation en CO₂ et les différences de pression en fonction du temps, et ce pour 11 des 13 simulations effectuées. La réalisation #3 génère un bruit numérique élevé à cause de la proximité du puits d'injection des limites

du domaine et les résultats obtenus sont trop peu fiables. Pour une raison inconnue, les résultats de la réalisation #13 sont corrompus et ne peuvent être ouverts dans les logiciels de visualisation. Tenant compte de l'incertitude élevée des paramètres initiaux, les résultats sont présentés dans un cadre qualitatif seulement et aucune valeur numérique n'est donc présentée.

5.1. Saturation en CO₂

La Figure 5 présente la saturation en CO₂ à la fin de la période d'injection de 5 ans et donne un aperçu du volume de CO₂ qu'il est possible d'injecter dans une réalisation de porosité-perméabilité tout en respectant la contrainte de pression fixée au préalable. La Figure 6 présente la saturation en CO₂ après 1000 ans de propagation du CO₂ dans les représentations numériques de l'aquifère. Cette figure donne un aperçu de l'effet de la valeur moyenne de perméabilité ainsi que l'effet de la distribution du champ de perméabilité sur la propagation du fluide. Toujours dans l'optique de ne présenter aucune valeur numérique précise, les figures présentent les panaches de CO₂ sans aucune échelle de couleur représentant les saturations exactes. Ces figures permettent toutefois d'apprécier les différences dans les dimensions des panaches de CO₂ en fonction des réalisations.

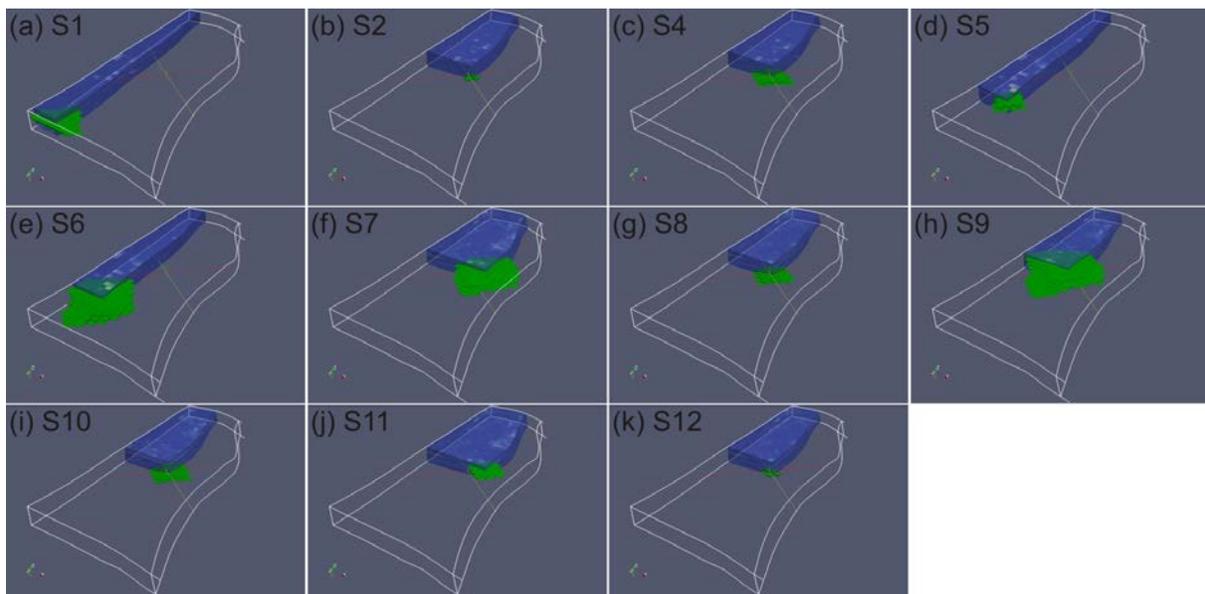


Figure 5. Panache de saturation en CO₂ après 5 ans d'injection pour les 11 réalisations complétées. Le champ de perméabilité de chaque modèle est présenté par une échelle de couleur linéaire de bleu (0 mD) à rouge (10 mD). Seules les cellules du cadran nord-est par rapport au puits d'injection sont présentées pour des raisons visuelles. Le puits d'injection de chaque modèle se trouve au coin inférieur droit des champs de perméabilité. La présence de CO₂ est représentée par le panache vert, la couleur verte étant attribuée à chaque cellule contenant un volume de gaz, aussi minime soit-il.

En comparant les simulations S1, S2, et S5 (Figure 5a,b,d), on observe bien l'impact du positionnement adéquat du puits pour l'injection d'une quantité intéressante de CO₂ en respectant les contraintes de pression. Le champ de perméabilité possédant des zones de faible et haute perméabilité, il est essentiel de bien localiser les zones les plus perméables afin d'y situer le puits d'injection. Cet effet peut aussi s'observer sur les paires de réalisations S7 et S8 (Figure 5f,g), S9 et S10 (Figure 5 h,i), ainsi que S11 et S12 (Figure 5 j,k). Des effets de frontières peuvent

toutefois affecter les résultats présentés pour la réalisation S1 (Figure 5a), le puits d'injection se trouvant très près des frontières du modèle ($i=2, j=4$). Les différences importantes entre la saturation en CO₂ en fonction de l'emplacement du puits d'injection fait état de l'importance d'améliorer notre connaissance de la distribution spatiale du champ de perméabilité à Bécancour afin de bien identifier et caractériser les zones poreuses et perméables de l'aquifère salin du Covey Hill.

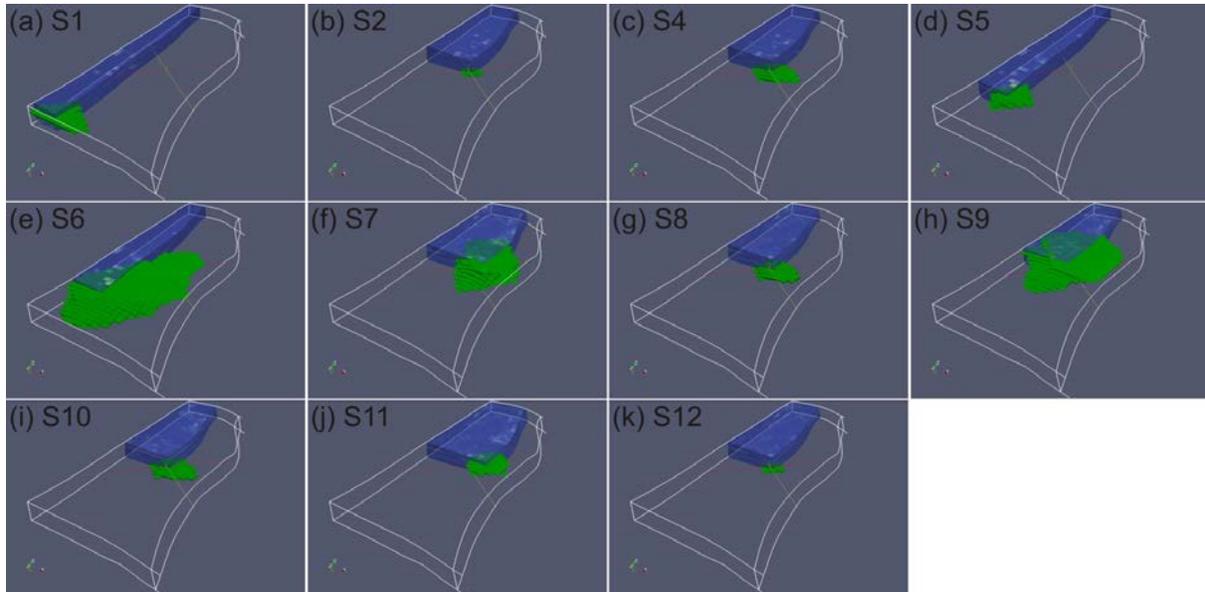


Figure 6. Panache de saturation en CO₂ après 5 ans d'injection et 1000 ans de propagation. Les codes de couleur sont les mêmes que ceux utilisés à la Figure 5.

On observe sur la Figure 6, que la perméabilité moyenne de l'aquifère salin a un impact important sur la propagation du CO₂. Ainsi, même en considérant un multiplicateur de perméabilité de 10x par rapport aux perméabilités évaluées sur carottes, le CO₂ se propage beaucoup moins lorsque le puits d'injection est positionné sans tenir compte de l'information disponible sur le champ de perméabilité (puits d'injection au centre de modèle, réalisations S4, S8, et S10, Figure 5c,g,i). On note l'importance de l'étendue du panache de CO₂ lorsque l'injection se fait dans une zone préalablement définie comme étant perméable (S6 et S9, Figure 5e,h). Le panache se propage jusqu'au haut de l'aquifère où sa propagation est bloquée par la présence d'une frontière imperméable utilisée dans les simulations.

5.2. Variations de pression

Lors de l'injection de CO₂, il importe en premier lieu de respecter une certaine limite de pression

d'injection. Il faut également respecter une certaine limite permise de variations de pression dans l'aquifère et une limite de pression afin de ne pas réactiver les failles présentes à proximité du puits d'injection. Ces pressions limites sont évaluées par Konstantinovskaya et al (2012). La Figure 7 présente les panaches de variations de pression au-dessus d'un certain seuil pour chaque réalisation après 5 ans d'injection de CO₂. Encore une fois, dans un souci de ne pas générer d'interprétation des valeurs numériques, le panache de pression est présenté par une couleur uniforme, ne donnant aucun indice quand aux valeurs simulées de ces variations de pression.

On observe, en Figure 7, les différences entre les panaches de variations de pression en fonction du volume de CO₂ injecté et du niveau moyen du champ de perméabilité. On voit que, même si une quantité relativement faible de CO₂ est injecté aux réalisations S11 et S12 (Figure 5j,k), on observe de grandes variations de pression dans l'aquifère. L'amplitude de ces variations est principalement due au faible niveau

moyen de perméabilité de ces réalisations de l'aquifère. Cet effet est aussi observé aux réalisations S2 et S4 (Figure 7b,c) où l'injection s'effectue au centre des modèles, dans une zone peu poreuse. On voit bien l'étendue des variations de pression lorsque le volume injecté de CO₂ est élevé. La zone affectée

incorpore la majeure proportion du modèle pour les simulations S6, S7 et S9 (Figure 7e,f,h). La contrainte principale à respecter pour ces trois modèles n'est plus donc la contrainte d'injection maximale d'injection, mais bien la contrainte de variation de pression dans l'aquifère et aux failles.

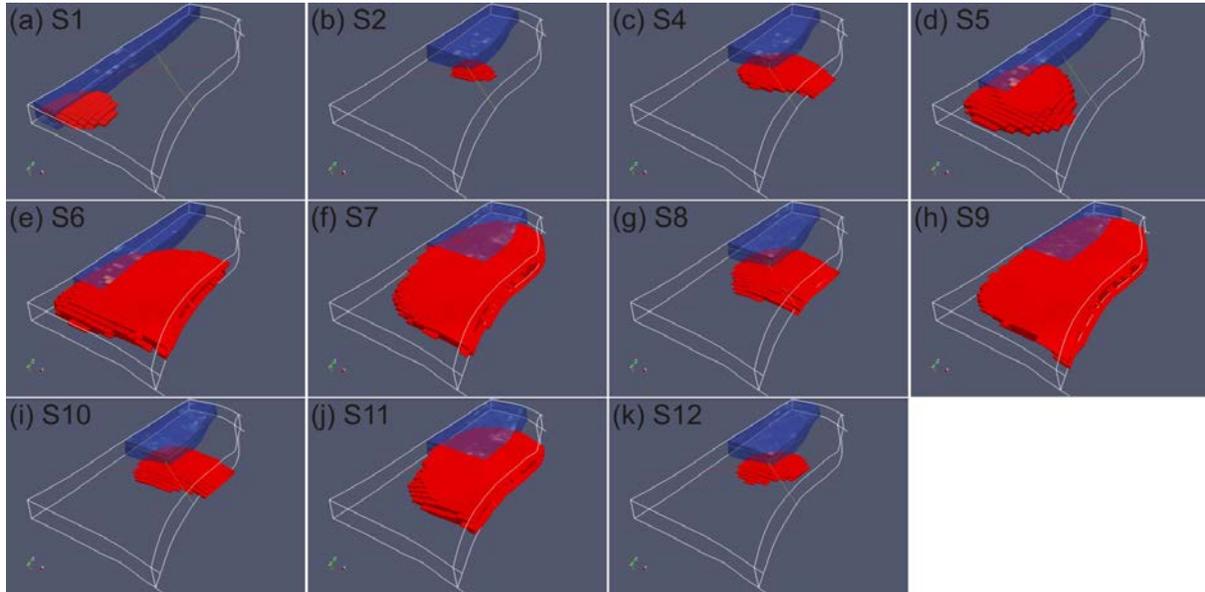


Figure 7. Panache de variation de pression (rouge) dans l'aquifère salin du Covey Hill après 5 ans d'injection de CO₂.

6. Discussion

On s'aperçoit rapidement, à la vue des réalisations de porosité et de perméabilité de la Figure 3, qu'il existe une grande variabilité sur la distribution des paramètres pétrophysiques dans l'aquifère salin du Covey Hill dans la région de Bécancour. La distribution verticale de porosité et de perméabilité est bien estimée à partir des diagraphies disponibles à deux puits de forage. Cette information est toutefois insuffisante pour obtenir une représentation fiable des variations latérales de porosité et de perméabilité à l'échelle du réservoir. L'information spatiale contenue dans les données sismiques ne peut être utilisée pour calculer l'impédance acoustique (proxi de la porosité) due au traitement mathématique effectué sur les données sismiques brutes.

Cette incertitude sur les champs de porosité et de perméabilité est la principale raison expliquant la variabilité des résultats des simulations d'injection et de propagation de CO₂ présentés aux Figures 5 à 7. Il devient complexe de délimiter adéquatement les zones plus perméables de l'aquifère et ainsi bien positionner le puits d'injection. Le potentiel d'injection et la représentation de la propagation du

CO₂ dans l'aquifère est aussi calculé avec une grande incertitude.

Les résultats représentant les variations de pression (Figure 7) démontrent bien l'importance de bien connaître le champ de perméabilité afin de bien contrôler les paramètres d'injection. Le monitoring des variations de pression (pression d'injection, pression hydrostatique, pression de réactivation aux failles) est essentiel afin d'assurer que la séquestration géologique du CO₂ se fait de façon sécuritaire en respectant les contraintes géologiques.

7. Conclusions

Des simulations numériques d'injection et de propagation du CO₂ sont effectuées dans une représentation de l'aquifère salin du Covey Hill dans la région de Bécancour, à l'aide du logiciel COORES développé par l'Institut Français du Pétrole – Énergies nouvelles. Le peu de données de porosité et de perméabilité, ainsi que le manque d'information concernant les distributions latérales des propriétés pétrophysiques génèrent une incertitude importante sur le volume et la propagation exacte du CO₂ injecté dans les simulations. Bien qu'il soit impossible d'évaluer les volumes exacts de CO₂ pouvant être

injectés, les résultats des simulations permettent d'apprécier la variabilité des volumes de CO₂ pouvant être injectés ainsi que les conditions de pression en découlant. Ces résultats démontrent bien l'importance de travailler avec des données permettant de mieux juger de la distribution spatiale des données pétrophysiques, afin de mieux contrôler les paramètres d'injection lors d'un projet de séquestration géologique du CO₂.

8. Remerciements

La présente étude a été réalisée grâce au support du Ministère du Développement Durable, de

l'Environnement et de Parcs du Québec. Nous remercions Junex Inc. pour nous donner accès aux données sismiques et de diagraphies utilisées dans cette étude. IHS Global Inc. (autrefois Seismic MicroTechnology) a mis à notre disposition le programme d'interprétation sismique *Kingdom Suite* utilisé dans cette étude grâce à une licence académique d'utilisation. Je (Maxime Claprood) tiens également à remercier personnellement Dr Alexandre Fornel et Dr Mickaele Le Ravalec de l'IFP-En pour leur soutien et le temps qu'ils m'ont dévoué pendant mon apprentissage du logiciel COORES.

Références

Chilès, J.P. et Delfiner, P., 1999. Geostatistics. Wiley Inter-Science.

Claprood, M., Gloaguen, E., Giroux, B., Konstantinovskaya, E., Duchesne, M.J., et Malo, M., 2012. Workflow using sparse vintage data for building a first geological and reservoir model for CO₂ geological storage in deep saline aquifer. A case study in the St. Lawrence Platform, Canada. Greenhouse Gases Science and Technology, 2, 1-19, doi: 10.1002/ghg.

Delhomme, J.P., Boucher, M., Meunier, G., et Jensen, F., 1981. Apport de la géostatistique à la description de gaz en aquifère. Revue de l'Institut Français du Pétrole, 26, 309-327.

Dubrule, O., 2003. Geostatistics for seismic data integration in earth models. Distinguished Instructor Series, No.6, Society of Exploration Geophysicists, Tulsa, USA. Sponsored by the Society of Exploration Geophysicists and the European Association of Geoscientists & Engineers.

GIEC, Editors : Metz, B., Davidson, O., de Coninck, H.C., Loos, M., et Meyer, L.A., 2005. Rapport spécial du GIEC sur la capture et le stockage du dioxyde de carbone. Préparé par le Groupe de Travail III de Groupe International sur l'Évolution du Climat. Cambridge, Royaume-Uni et New York, États-Unis. Cambridge University Press. 442 pp.

Konstantinovskaya, E.A., Claprood, M., Duchesne, M.J., Giroux, B., Malo, M., et Lefèbvre, R., 2010. Le potentiel de stockage du CO₂ expérimental dans les aquifères salins profonds de Bécancour: Partie 1 Analyse des diagraphies et des profils sismiques. http://chaireco2.ete.inrs.ca/?q=fr/publications_fr. INRS-ETE. INRSCO2-2010-V2.1.

Konstantinovskaya, E.A., Tran Ngoc, T.D., Lefèbvre, R., et Malo, M., 2011. Le potentiel de stockage du CO₂ expérimental dans les aquifères salins profonds de Bécancour: Partie II Évaluation de la porosité effective et de l'épaisseur productive nette. http://chaireco2.ete.inrs.ca/?q=fr/publications_fr. INRS-ETE. INRSCO2-2011-V2.4.

Konstantinovskaya, E.A., Malo, M., et Castillo, D.A., 2012. Present-day stress analysis of the St. Lawrence Lowlands sedimentary basin (Canada) and implications for caprock integrity during CO₂ injection operations. Tectonophysics, 518 :521, 119-137.

Malo, M. et Bédard, K., 2012. Basin-scale assessment for CO₂ storage prospectivity in the Province of Québec, Canada. Energy Proceedings, available online at www.sciencedirect.com.

Tran Ngoc, T.D., Konstantinovskaya, E.A., Lefèbvre, R., Malo, M., et Massé, L., 2011. Geotechnical characterization of deep saline aquifers for CO₂ geological storage in the Bécancour region, Québec, Canada. In: Phung, D L, éditeur. Geotec. Hanoi, vol, Geotechnics for Sustainable Development. Ha Noi, Vietnam : Construction Publishing House, 623-632.

ANNEXES

Annexe 1 Fichier de paramètres d'entrée de COORES

ParametresCOORES.dat

<***** DONNÉES GÉNÉRALES *****

USERNAME = "MaxClap"
TITLE = "ParametersCOORES"
UNIT = PMU
Z-AXIS = UP
INI-DATE = 01-01-2012

<***** GRILLE *****

LAYER1 = TOP
NXYZ = 53 20 381
CALL grid_geometry.key

<***** PÉTROPHYSIQUE *****

CALL Phi.dat
CALL Kx.dat

PERMX* ::: = 10.
KZHRATIO ::: = 0.01

<***** ZONAGE *****

EPKPZON ::: = 1.0
CUKPZON ::: = 1.0
ROCKCOMP "1.0" = 3.19E-05
SWI "1.0" = 0.2
SGC "1.0" = 0.05
KRWM "1.0" = 0.7
KRGM "1.0" = 0.9
KRGANA "1.0" = 2
KRWANA "1.0" = 2
PCGWMIN "1.0" = 0.37707
PCGWMAX "1.0" = 0.84315
SGPCGW "1.0" =

< Sg PC
0 0.3771
0.1 0.3975
0.2 0.4216
0.3 0.4507
0.4 0.4868
0.5 0.5333
0.6 0.5962
0.7 0.6884
0.8 0.8432

<***** THERMODYNAMIQUE *****

TEMP = 35
TYPVT = MULTI
PHASES = W G
MOLWGT-W = 18.015
MOLWGT CO2 = 44.010

COMP GAS = CO2
SALINITY = 109
EOS = PR
EQUIL = EOS
EOSTPVAC CO2 = 30.95 73.8 93.9 0.239 0.

<***** CONDITIONS INITIALES *****>

GWC = -100.
PREFG = 124.
ZREFG = -1000.
BOUND north_west = 1 :
BOUND south_west = 1 : :
BOUND south_east = : 20 :
BOUND north_east = 53 : :
PBOUND north_west:north_east = -1000.124.
BOUNDCOMP MASS north_west:north_east = 1. 0.

<***** PUIIS *****>

BOUND injector = 11 6 108:119 11 6 152:168
PBOUND-TY injector = IN
RWELL injector = 14.
BOUNDCOMP MASS injector = 0. 1.
QBOUND MASS injector = G 0.

<***** DONNÉES NUMÉRIQUES *****>

NUMSCHEME = SOLSS
RESOLUTION = CNDCGS
DT = 1E-5 0.05 36500.0 for Kx models
DT = 1E-5 0.05 1500.0 for Kx*=10 models
DTRATIO = 1.5 2.
NMAXITER = 5 < maximum Newton iteration for 1 time step
NDTRERUN = 5 < maximum of dt cut
NDTWRONG = 5 < maximum time step incorrect
<LT VARP = 5. 20.0
<VARP = 20. 50.
<LT VARSG = 0.4 0.8
<VARSG = 0.25 0.8
<LT VARSW = 0.4 0.8
<VARSW = 0.25 0.8
<LT GLOB-BAL = 0.1 1.E-4
GLOB-BAL = 0.1 1.E-3

<***** SORTIE *****>

ED-TRAP

< **** INJECTION HISTORY ****
< **** use PBOUND 1.3*P0 or QBOUND MASS injector = G -30. ****

PBOUND injector = -1000. 163.8
WRT-STATE = 365.
SIM-TIME = 1825.

PBOUND injector = -1000. 1.
WRT-STATE = 36500.
SIM-TIME = 366825.
END