



**HAL**  
open science

# Modélisation géomécanique des réservoirs : méthodologies de mise en oeuvre et d'analyse des incertitudes

Tianmeng Hu

► **To cite this version:**

Tianmeng Hu. Modélisation géomécanique des réservoirs : méthodologies de mise en oeuvre et d'analyse des incertitudes. Sciences de la Terre. Institut National Polytechnique de Lorraine, 2008. Français. NNT : 2008INPL059N . tel-01753034

**HAL Id: tel-01753034**

**<https://hal.univ-lorraine.fr/tel-01753034>**

Submitted on 29 Mar 2018

**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.



## AVERTISSEMENT

Ce document est le fruit d'un long travail approuvé par le jury de soutenance et mis à disposition de l'ensemble de la communauté universitaire élargie.

Il est soumis à la propriété intellectuelle de l'auteur. Ceci implique une obligation de citation et de référencement lors de l'utilisation de ce document.

D'autre part, toute contrefaçon, plagiat, reproduction illicite encourt une poursuite pénale.

Contact : [ddoc-theses-contact@univ-lorraine.fr](mailto:ddoc-theses-contact@univ-lorraine.fr)

## LIENS

Code de la Propriété Intellectuelle. articles L 122. 4

Code de la Propriété Intellectuelle. articles L 335.2- L 335.10

[http://www.cfcopies.com/V2/leg/leg\\_droi.php](http://www.cfcopies.com/V2/leg/leg_droi.php)

<http://www.culture.gouv.fr/culture/infos-pratiques/droits/protection.htm>

INSTITUT NATIONAL POLYTECHNIQUE DE LORRAINE

École Nationale Supérieure de Géologie de Nancy  
Centre de Recherches Pétrographiques et Géochimiques  
École Doctorale RP2E

## THÈSE

*Présentée à l'Institut Français du Pétrole  
pour obtenir le grade de*

**Docteur de l'Institut National Polytechnique de Lorraine**

*Discipline : Géosciences*

par

**Tianmeng HU**

Sujet de la thèse :

## **MODÉLISATION GÉOMÉCANIQUE DES RÉSERVOIRS : MÉTHODOLOGIES DE MISE EN OEUVRE ET D'ANALYSE DES INCERTITUDES**

*Soutenue le 6 novembre 2008 devant le jury composé de :*

<b>J.P. CHILES</b>	<b>École des Mines de Paris</b>	<b>Rapporteur</b>
<b>M. BOULON</b>	<b>INPG</b>	<b>Rapporteur</b>
<b>V. MERRIEN-SOUKATCHOFF</b>	<b>École des Mines de Nancy</b>	<b>Examineur</b>
<b>B. SUDRET</b>	<b>Phiméca Engineering</b>	<b>Examineur</b>
<b>F. FOURNIER</b>	<b>IFP</b>	<b>Examineur</b>
<b>L. JEANNIN</b>	<b>GdF-Suez</b>	<b>Invité</b>
<b>J.J. ROYER</b>	<b>CRPG-ENSG</b>	<b>Directeur</b>



*A ma famille*

*Je dédie ce mémoire.*



## REMERCIEMENTS

Les travaux présentés dans ce mémoire se sont déroulés à l'Institut Français du Pétrole (IFP). Ils s'inscrivent dans le cadre d'une collaboration entre la division Mécanique Appliquée et le Laboratoire Informatique et Analyse des Données (LIAD) de l'Institut National Polytechnique de Lorraine (INPL). Je remercie en premier lieu ces organismes.

Je remercie tout particulièrement Monsieur Jean-Jacques Royer, Ingénieur de recherche de première classe CNRS, co-Directeur du Consortium Gocad, pour avoir accepté de prendre en charge la responsabilité universitaire de ce travail.

Je tiens à adresser mes plus chaleureux remerciements à Madame Frédérique Fournier, Chef du département Géomécanique et Professeur IFP. Tout au long de ces trois années, elle a su orienter mes recherches aux bons moments. Elle a toujours été disponible pour d'intenses et rationnelles discussions et ses conseils pertinents m'ont été d'une aide précieuse pendant cette période.

Je remercie sincèrement Monsieur Jean-Paul Chilès, Directeur de recherche à l'École des Mines de Paris, du Centre de Géosciences, ainsi que Monsieur Marc Boulon, Professeur émérite de l'Université Joseph Fourier, du Laboratoire Sols, Solides, Structure – Risques, qui ont accepté de juger ce travail et d'en être les rapporteurs. Monsieur Marc Boulon m'a particulièrement aidé dans l'interprétation des résultats mécaniques que j'ai obtenus sur le modèle 3D du « champ A », en réalisant, pour comparaison, des simulations 2D axisymétriques d'un modèle simplifié équivalent, lesquelles ont permis de confirmer un certain nombre de phénomènes mécaniques observés sur le modèle 3D.

Mes vifs remerciements à Madame Véronique Merrien-Soukatchoff, Professeur à l'École des Mines de Nancy, du Laboratoire Environnement Géomécanique et Ouvrages, pour avoir accepté de participer au jury de cette thèse et pour son aide patiente pendant mes études d'Ingénieur Civil des Mines de Nancy.

Je souhaite également remercier Monsieur Bruno Sudret, Directeur de la Recherche et de la Stratégie de Phiméca Engineering, pour sa participation à ce jury et l'apport de son expertise dans le domaine de l'analyse de risques pour la mécanique.

Monsieur Laurent Jeannin, Ingénieur de recherche à GdF-Suez, a accepté d'examiner ce travail. Je le remercie vivement pour l'intérêt qu'il y accorde ainsi que pour les conseils qu'il m'a donnés dans le domaine du couplage réservoir – géomécanique.

Je souhaite également exprimer ma gratitude à Monsieur Éric Heintzé, Directeur de la Division Mécanique Appliquée ainsi que Monsieur Laurent Cangémi, Chef du département Mécanique des Solides, pour m'avoir accueilli au sein de leurs équipes.

Je tiens à remercier Madame Brigitte Doligez, Chef du département de Stratigraphie-Sédimentologie, pour m'avoir transféré les données géologiques du champ A.

Caroline Joseph, Ingénieur de recherche du département de Géophysique m'a fait bénéficier de son expérience en géostatistique. Je l'en remercie vivement.

Mes remerciements vont également à Messieurs Philippe Joseph et Sylvain Boyer, Professeurs à l'École du Pétrole et des Moteurs, pour m'avoir expliqué de façon détaillée les données diagraphiques et sédimentologiques du champ étudié.

Merci également à Monsieur Gilles Ferrer, Ingénieur de recherche du département Mécanique des Solides pour ses codes de Python magnifiques permettant le transfert Gocad vers Abaqus.

J'adresse mes remerciements sincères à Monsieur Guillaume Servant, Ingénieur de recherche du département Modélisation des écoulements et transferts en milieu poreux et Mesdames Florence Adjémian et Axelle Baroni, Ingénieurs de recherche du département Mécanique des Solides, qui m'ont permis de profiter de leurs connaissances dans les domaines des éléments finis et de la géomécanique.

Je tiens à remercier, pour la sympathie qu'elles m'ont témoignée, Mesdames Elisabeth Mura et Évelyne Bertocchini.

Toute mon amitié à Monsieur Jacques Kouakou avec qui j'ai partagé le bureau, et avec qui j'ai eu tant de discussions fructueuses.

Merci aussi à tous mes collègues et amis à l'IFP qui se reconnaîtront ici. Je leur exprime ma profonde sympathie et leur souhaite beaucoup de bien.

Je souhaite enfin exprimer mes plus vifs remerciements à mes parents qui ont toujours su me soutenir et m'encourager au cours de ces trois ans.



# Table des matières

<b>LISTE DES FIGURES .....</b>	<b>9</b>
<b>LISTE DES TABLEAUX.....</b>	<b>13</b>
<b>INTRODUCTION GENERALE .....</b>	<b>15</b>
<b>CHAPITRE I : RAPPEL SUR LA MODELISATION DES MILIEUX POREUX .....</b>	<b>19</b>
I.1 RAPPELS SUR LA THEORIE DE L'ELASTICITE.....	20
I.1.1 Contraintes.....	20
I.1.2 Déplacements - Déformations.....	24
I.1.3 Loi de comportement.....	25
I.1.4 Critères de rupture.....	26
I.2 MODELES DE RESERVOIR : APPROCHES RESERVOIR ET GEOMECHANIQUE.....	27
I.2.1 Approche réservoir : écoulements dans un gisement.....	28
I.2.1 Approche géomécanique.....	30
I.2.3 Couplage réservoir - géomécanique.....	31
<b>CHAPITRE II : SYNTHESE BIBLIOGRAPHIQUE DES TRAVAUX EN MODELISATION GEOMECHANIQUE .....</b>	<b>33</b>
II.1 LA MODELISATION GEOMECHANIQUE DANS LE DOMAINE PETROLIER.....	34
II.1.1 Effets géomécaniques induits par la production du réservoir.....	34
II.1.2 Techniques pour le couplage écoulements / géomécanique.....	35
II.1.3 Modélisation géomécanique des réservoirs fracturées.....	37
II.2 APPLICATION DE LA MODELISATION GEOMECHANIQUE .....	38
II.2.1 En lien avec la simulation du réservoir pétrolier.....	38
II.2.2 En lien avec le stockage de CO <sub>2</sub> en formations géologiques.....	43
<b>CHAPITRE III : RAPPEL SUR LES PRINCIPES DE LA METHODE DES ELEMENTS FINIS .....</b>	<b>47</b>
III.1 RAPPELS SUR LA METHODE DES ELEMENTS FINIS .....	48
III.2 PRINCIPAUX TYPES D'ELEMENTS .....	50
III.3 INFORMATIONS REQUISES POUR UNE MODELISATION PAR ELEMENTS FINIS .....	52
<b>CHAPITRE IV : METHODOLOGIE DE CONSTRUCTION DES MODELES GEOMECHANQUES ET DE PRISE EN COMPTE DES INCERTITUDES SUR LES PARAMETRES D'ENTREE.....</b>	<b>55</b>
IV.1 INTRODUCTION.....	56
IV.2 DONNEES DISPONIBLES POUR LA GEOMODELISATION .....	56
IV.2.1 Données bibliographiques.....	56
IV.2.2 Données de puits.....	57
IV.2.3 Données sismiques.....	60
IV.3 CONSTRUCTION DU MODELE 3D .....	60
IV.3.1 Méthodologie.....	60

IV.3.2 Géométrie .....	62
IV.3.3 Caractéristiques lithologiques et pétrophysiques .....	65
IV.3.4 Attribution des propriétés mécaniques .....	71
IV.4 REPRESENTATION DES INCERTITUDES .....	79
IV.4.1 Simulations géostatistiques emboîtées .....	79
IV.4.2 Discussion sur les simulations .....	85

## **CHAPITRE V : IMPACT DES INCERTITUDES SUR LES PARAMETRES MECANIQUES DANS LES CALCULS GEOMECHANIQUES ..... 93**

V.1 INTRODUCTION .....	94
V.2 MODELISATION 1D .....	95
V.2.1 Principes de la modélisation 1D .....	96
V.2.2 Impact des incertitudes sur les propriétés mécaniques .....	98
V.2.3 Impact des incertitudes sur les lithologies du réservoir .....	101
V.2.4 Discussion sur les résultats obtenus dans le cas du calcul 1D .....	107
V.3 MODELISATION 3D .....	107
V.3.1 Conditions initiales .....	108
V.3.2 Conditions aux limites .....	111
V.3.3 Équilibre géostatique de la structure géologique .....	112
V.3.4 Analyse des résultats sur le cas peu contrasté .....	115
V.3.5 Analyse des résultats sur le cas contrasté .....	134
V.3.6 Synthèse des résultats obtenus / discussion .....	149

## **CONCLUSIONS ET PERSPECTIVES ..... 161**

## **RÉFÉRENCES ..... 165**

## **ANNEXES ..... 173**

ANNEXE A : DONNEES NECESSAIRES A LA GEOMODELISATION ET A LA SIMULATION MECANIQUE .....	175
ANNEXE B : IAMG 2006 .....	179
ANNEXE C : GEOPROC2008 .....	185
ANNEXE D : GEOSTATS2008 .....	191

## Liste des figures

Figure I. 1 : Contraintes autour du point A .....	20
Figure I. 2 : Contrainte normale $\sigma$ et tangentielle $\tau$ en un point A.....	21
Figure I. 3 : Contraintes principales autour du point A .....	22
Figure I. 4 : Tricercle de Mohr .....	23
Figure I. 5 : Critère de Mohr-Coulomb .....	27
Figure II. 1 : Schéma du couplage écoulement-géomécanique .....	36
Figure II. 2 : Coupe d'un modèle pour analyser le compactage et l'endommagement d'un puits dans un champ pétrolier en Californie (Michael, 2001) .....	39
Figure II. 3 : Deux types de roche définis en fonction du contenu dolomitique (Longuemare <i>et al.</i> , 2002).....	40
Figure II. 4 : Grille du modèle géomécanique (Vidal <i>et al.</i> , 2002) .....	40
Figure II. 5 : Zones mécaniques des réservoirs R2 (a) et R3 (b) (Vidal <i>et al.</i> , 2005) .....	41
Figure II. 6 : Schéma du modèle géomécanique (Mainguy <i>et al.</i> , 2007) .....	42
Figure II. 7 : Vue schématique du modèle géomécanique d'un champ en Mer du Nord (Bourgeois <i>et al.</i> , 2007).....	43
Figure II. 8 : a) Modèle en éléments finis du champ de Montmiral, et b) une partie élargie du modèle, montrant des éléments de la faille (Orlic et Schroot, 2005) .....	44
Figure II. 9 : a) Modèle mécanique 1D le long de la trajectoire des puits, et b) modèle mécanique 3D avec des propriétés mécaniques statiques (Bérard <i>et al.</i> , 2007) .....	45
Figure III. 1 : Domaine « réel » à modéliser (a) et domaine équivalent : frontière polygonale et surface découpée en sous-domaines élémentaires.....	48
Figure III. 2 : Numérotation des noeuds constitutifs d'un élément fini linéaire à 8 noeuds dans Abaqus .....	53
Figure IV. 1 : Section géologique typique du réservoir du Brent pour le champ A.....	58
Figure IV. 2 : Comparaison de la composition des faciès dans le réservoir, à partir des différentes sources de données .....	59
Figure IV. 3 : Surfaces sismiques pointées en temps double (milliseconde) .....	60
Figure IV. 4 : Principales étapes de la méthodologie pour construire le modèle 3D .....	61
Figure IV. 5 : Géométrie du modèle mécanique .....	62
Figure IV. 6 : Unités du modèle .....	63
Figure IV. 7 : Courbe de proportion verticale des lithofaciès correspondant à quinze couches au niveau du réservoir .....	66
Figure IV. 8 : Étapes principales de l'approche indirecte n° 1 .....	72
Figure IV. 9 : Principales étapes de l'approche indirecte n° 2.....	72
Figure IV. 10 : Histogrammes des modules d'incompressibilité drainés statiques par lithofaciès dans le cas du modèle avec des propriétés mécaniques peu contrastées.....	74
Figure IV. 11 : Diagrammes croisés entre le module d'incompressibilité drainé statique et la porosité effective par lithofaciès dans le cas du modèle avec des propriétés mécaniques peu contrastées	75
Figure IV. 12 : Diagramme croisé entre le module d'incompressibilité drainé statique et le module de cisaillement statique dans le cas du modèle avec des propriétés mécaniques peu contrastées.....	76
Figure IV. 13 : Diagrammes croisés entre le module d'incompressibilité drainé statique et la porosité effective par lithofaciès dans le cas du modèle avec des propriétés mécaniques contrastées.....	78
Figure IV. 14 : Diagrammes croisés entre le module d'incompressibilité drainé statique et le module de cisaillement statique (dans les cas des grès à gauche et des argiles à droite) dans le cas du modèle avec des propriétés mécaniques contrastées .....	78
Figure IV. 15 : Méthodologie de simulations géostatistiques emboîtées .....	80
Figure IV. 16 : Coupe des lithofaciès simulés entre les puits A2 et A4 au niveau du réservoir .....	80

Figure IV. 17 : Coupe de la porosité simulée entre les puits A2 et A4 au niveau du réservoir.....	81
Figure IV. 18 : Coupe de la saturation en eau simulée entre les puits A2 et A4 au niveau du réservoir .....	82
Figure IV. 19 : Coupe de la perméabilité horizontale en logarithme décimal simulée dans la direction Ouest-Est entre les puits A2 et A4 au niveau du réservoir .....	82
Figure IV. 20 : Coupe du module d'Young simulée (en GPa) entre les puits A2 et A4 au niveau du réservoir (modèle mécanique peu contrasté).....	83
Figure IV. 21 : Coupe du coefficient de Poisson simulé entre les puits A2 et A4 au niveau du réservoir (modèle mécanique peu contrasté) .....	84
Figure IV. 22 : Coupe du module d'Young simulée (en GPa) entre les puits A2 et A4 au niveau du réservoir (modèle mécanique contrasté).....	84
Figure IV. 23 : Coupe du coefficient de Poisson simulé entre les puits A2 et A4 au niveau du réservoir (modèle mécanique contrasté).....	85
Figure IV. 24 : Carte des lithofaciès simulés d'une couche du Ness2 dans le réservoir.....	88
Figure V. 1 : Conditions aux limites des calculs oedométriques 1D.....	97
Figure V. 2 : Caractéristiques statistiques du module d'incompressibilité drainé simulé dans le cas où la lithologie est supposée connue .....	99
Figure V. 3 : Caractéristiques statistiques des variations des contraintes effectives horizontales calculées dans le cas où la lithologie est supposée connue.....	100
Figure V. 4 : Histogrammes des valeurs de subsidence au toit du réservoir et des variations des contraintes effectives horizontales dans le cas où la lithologie est supposée connue.....	101
Figure V. 5 : Lithologies du puits de référence (à gauche) et ses 5 simulations lithologiques par indicatrice séquentielle .....	103
Figure V. 6 : Caractéristiques statistiques du module d'incompressibilité drainé simulé dans le cas où la lithologie est supposée inconnue .....	104
Figure V. 7 : Histogrammes des valeurs de subsidence et des variations des contraintes effectives horizontales dans le cas où la lithologie est supposée inconnue.....	105
Figure V. 8 : Caractéristiques statistiques des variations des contraintes effectives horizontales calculées dans le cas où la lithologie est supposée inconnue.....	106
Figure V. 9 : Contraintes initiales verticales (en Pa) pour l'éponte latérale et le réservoir .....	109
Figure V. 10 : Coupe verticale Nord-Sud pour les contraintes initiales verticales (en Pa) .....	110
Figure V. 11 : Coupe verticale Nord-Sud pour les contraintes initiales horizontales dans la direction X (en Pa).....	110
Figure V. 12 : Coupe verticale Nord-Sud pour les contraintes initiales horizontales dans la direction Y (en Pa).....	111
Figure V. 13 : Conditions aux limites appliquées au modèle géomécanique.....	112
Figure V. 14 : Déformation verticale pour le réservoir et l'éponte au pas géostatique.....	113
Figure V. 15 : Coupe verticale Nord-Sud pour les contraintes verticales au pas géostatique (en Pa). 114	
Figure V. 16 : Coupe verticale Nord-Sud pour les contraintes horizontales dans la direction X au pas géostatique (en Pa).....	114
Figure V. 17 : Coupe verticale Nord-Sud pour les contraintes horizontales dans la direction Y au pas géostatique (en Pa).....	115
Figure V. 18 : Visualisation des deux couches sélectionnées pour les analyses au sein du réservoir. 116	
Figure V. 19 : Lithologies pour les couches du Tarbert et du Ness analysées .....	116
Figure V. 20 : Module d'Young pour une couche spécifique du Ness avec des propriétés mécaniques constantes par couche (a) ou par lithofaciès (b) .....	118
Figure V. 21 : Variation du premier invariant du tenseur des contraintes pour une couche spécifique du Ness avec des propriétés mécaniques constantes par couche (a) ou par lithofaciès (b) .....	119
Figure V. 22 : Carte de différences normalisées par la valeur de la variation du premier invariant du tenseur des contraintes du cas homogène pour le modèle mécanique peu contrasté.....	120
Figure V. 23 : Profondeur verticale (a) et déplacements verticaux pour une couche spécifique du Ness avec des propriétés mécaniques constantes par couche (b) ou par lithofaciès (c).....	121
Figure V. 24 : Histogrammes des modules d'Young simulés (en GPa) par lithofaciès au niveau du réservoir.....	122

Figure V. 25 : Moyenne (a), écart-type (b) et coefficient de variation (c) des 10 réalisations des modules d'Young pour la couche du Ness dans le cas où la lithologie est supposée connue.....	123
Figure V. 26 : Moyenne (a), écart-type (b) et coefficient de variation (c) des 10 réalisations de la variation du premier invariant du tenseur des contraintes pour la couche du Ness dans le cas où la lithologie est supposée connue .....	123
Figure V. 27 : Boîte de Tukey du module d'Young (GPa) pour chaque réalisation (R1 – R10) et pour la moyenne de ces 10 réalisations (Moy.) pour la couche spécifique du Ness dans le cas où la lithologie est supposée connue .....	125
Figure V. 28 : Boîte de Tukey de la variation du premier invariant du tenseur des contraintes (MPa) pour chaque réalisation (R1 – R10) et pour la moyenne de ces 10 réalisations (Moy.) pour la couche spécifique du Ness dans le cas où la lithologie est supposée connue.....	125
Figure V. 29 : Boîte de Tukey du déplacement vertical (m) pour chaque réalisation (R1 – R10) et pour la moyenne de ces 10 réalisations (Moy.) pour la couche spécifique du Ness dans le cas où la lithologie est supposée connue .....	126
Figure V. 30 : Moyenne (a), écart-type (b) et coefficient de variation (c) des 10 réalisations des déplacements verticaux pour la couche du Ness dans le cas où la lithologie est supposée connue .....	127
Figure V. 31 : Quatre réalisations des lithofaciès pour la couche du Ness .....	128
Figure V. 32 : Réalisations des modules d'Young pour la couche du Ness associées aux réalisations lithologiques affichées sur la figure V.31 .....	128
Figure V. 33 : Moyenne (a), écart-type (b) et coefficient de variation (c) des 10 réalisations des modules d'Young pour la couche du Ness dans le cas où la lithologie est supposée inconnue..	129
Figure V. 34 : Moyenne (a), écart-type (b) et coefficient de variation (c) des 10 réalisations de la variation du premier invariant du tenseur des contraintes pour la couche du Ness dans le cas où la lithologie est supposée inconnue .....	131
Figure V. 35 : Boîte de Tukey du module d'Young (GPa) pour chaque réalisation (R1 – R10) et pour la moyenne de ces 10 réalisations (Moy.) pour la couche spécifique du Ness dans le cas où la lithologie est supposée inconnue .....	131
Figure V. 36 : Boîte de Tukey de la variation du premier invariant du tenseur des contraintes (MPa) pour chaque réalisation (R1 – R10) et pour la moyenne de ces 10 réalisations (Moy.) pour la couche spécifique du Ness dans le cas où la lithologie est supposée inconnue.....	132
Figure V. 37 : Boîte de Tukey du déplacement vertical (m) pour chaque réalisation (R1 – R10) et pour la moyenne de ces 10 simulations (Moy.) pour la couche spécifique du Ness dans le cas où la lithologie est supposée inconnue .....	132
Figure V. 38 : Fréquence des ruptures observées avec 10 réalisations pour la couche du Tarbert dans les cas de la lithologie fixe (a) et de la lithologie simulée (b) .....	133
Figure V. 39 : Module d'Young pour une couche spécifique du Ness avec des propriétés mécaniques constantes et contrastées par couche (a) ou par lithofaciès (b).....	134
Figure V. 40 : Variation du premier invariant du tenseur des contraintes pour une couche spécifique du Ness avec des propriétés mécaniques constantes et contrastées par couche (a) ou par lithofaciès (b).....	136
Figure V. 41 : Carte de différences normalisées par la valeur de la variation du premier invariant du tenseur des contraintes du cas homogène pour le modèle mécanique contrasté.....	137
Figure V. 42 : Déplacements verticaux pour une couche spécifique du Ness avec des propriétés mécaniques constantes et contrastées par couche (a) ou par lithofaciès (b) .....	138
Figure V. 43 : Moyenne (a), écart-type (b) et coefficient de variation (c) des 10 réalisations des modules d'Young du modèle géomécanique contrasté pour la couche du Ness dans le cas où la lithologie est supposée connue .....	139
Figure V. 44 : Moyenne (a), écart-type (b) et coefficient de variation (c) des 10 réalisations de la variation du premier invariant du tenseur des contraintes du modèle géomécanique contrasté pour la couche du Ness dans le cas où la lithologie est supposée connue .....	139
Figure V. 45 : Moyenne (a), écart-type (b) et coefficient de variation (c) des 10 réalisations des déplacements verticaux du modèle géomécanique contrasté pour la couche du Ness dans le cas où la lithologie est supposée connue.....	140

Figure V. 46 : Boîte de Tukey du module d'Young (GPa) pour chaque réalisation (R1 – R10) et pour la moyenne de ces 10 réalisations (Moy.) pour la couche spécifique du Ness du modèle contrasté dans le cas où la lithologie est supposée connue .....	142
Figure V. 47 : Boîte de Tukey de la variation du premier invariant du tenseur des contraintes (MPa) pour chaque réalisation (R1 – R10) et pour la moyenne de ces 10 réalisations (Moy.) pour la couche spécifique du Ness dans le cas où la lithologie est supposée connue.....	142
Figure V. 48 : Boîte de Tukey du déplacement vertical (m) pour chaque réalisation (R1 – R10) et pour la moyenne de ces 10 réalisations (Moy.) pour la couche spécifique du Ness dans le cas où la lithologie est supposée connue .....	143
Figure V. 49 : Moyenne (a), écart-type (b) et coefficient de variation (c) des 10 réalisations des modules d'Young du modèle géomécanique contrasté pour la couche du Ness dans le cas où la lithologie est supposée inconnue .....	144
Figure V. 50 : Moyenne (a), écart-type (b) et coefficient de variation (c) des 10 réalisations de la variation du premier invariant du tenseur des contraintes du modèle géomécanique contrasté pour la couche du Ness dans le cas où la lithologie est supposée inconnue .....	146
Figure V. 51 : Moyenne (a), écart-type (b) et coefficient de variation (c) des 10 réalisations des déplacements verticaux du modèle géomécanique contrasté pour la couche du Ness dans le cas où la lithologie est supposée inconnue .....	146
Figure V. 52 : Boîte de Tukey du module d'Young (GPa) pour chaque réalisation (R1 – R10) et pour la moyenne de ces 10 réalisations (Moy.) pour la couche spécifique du Ness du modèle mécanique contrasté dans le cas où la lithologie est supposée inconnue .....	147
Figure V. 53 : Boîte de Tukey de la variation du premier invariant du tenseur des contraintes (MPa) pour chaque réalisation (R1 – R10) et pour la moyenne de ces 10 réalisations (Moy.) pour la couche spécifique du Ness du modèle mécanique contrasté dans le cas où la lithologie est supposée inconnue.....	147
Figure V. 54 : Boîte de Tukey du déplacement vertical (m) pour chaque réalisation (R1 – R10) et pour la moyenne de ces 10 réalisations (Moy.) pour la couche spécifique du Ness du modèle mécanique contrasté dans le cas où la lithologie est supposée inconnue .....	148
Figure V. 55 : Fréquence des ruptures observées avec 10 réalisations du modèle géomécanique contrasté dans les cas de la lithologie fixe (a) et de la lithologie simulée (b).....	149
Figure V. 56 : Géométrie et des propriétés mécaniques du modèle simplifié.....	150
Figure V. 57 : Contrainte verticale totale initiale du modèle simplifié .....	150
Figure V. 58 : Contrainte horizontale totale du modèle simplifié .....	151
Figure V. 59 : Déplacements verticaux au pas géostatique du modèle simplifié.....	152
Figure V. 60 : Contrainte verticale totale au pas géostatique du modèle simplifié.....	152
Figure V. 61 : Contrainte horizontale totale au pas géostatique du modèle simplifié.....	153
Figure V. 62 : Contrainte effective moyenne au pas géostatique du modèle simplifié .....	153
Figure V. 63 : Pression de pore au pas géostatique du modèle simplifié .....	154
Figure V. 64 : Pression de pore au pas de la dépressurisation dans le réservoir .....	155
Figure V. 65 : Contrainte effective moyenne au pas de la dépressurisation dans le réservoir .....	155
Figure V. 66 : Déplacements verticaux induits par la dépressurisation .....	156
Figure V. 67 : Tassement au toit du réservoir du modèle 2D axisymétrique .....	157
Figure V. 68 : Soulèvement à la base du réservoir du modèle 2D axisymétrique.....	157

## Liste des tableaux

Tableau I. 1 : Comparaison des équations de base des approches réservoir et poromécanique (d'après Boutéca, 1992).....	32
Tableau II. 1 : Propriétés élastiques des "Rock-Zones" (Mainguy <i>et al.</i> , 2007).....	42
Tableau III. 1 : Synthèse des types d'éléments couramment utilisés (Abaqus user's guide 2006) .....	50
Tableau IV. 1 : Propriétés mécaniques des principales formations réservoir dans le secteur du champ A (Addis <i>et al.</i> , 2001).....	56
Tableau IV. 2 : Minéraux distingués à partir des différentes sources de données.....	59
Tableau IV. 3 : Marqueurs aux puits (mise à jour mai 2007, P. Joseph, communication personnelle)	64
Tableau IV. 4 : Données disponibles et méthodes utilisées pour construire les surfaces.....	65
Tableau IV. 5 : Lithologies pour les unités de couverture.....	65
Tableau IV. 6 : Lithologies pour les unités de l'éponte inférieure.....	65
Tableau IV. 7 : Caractéristiques géostatistiques des lithofaciès au niveau du réservoir (d'après Doligez – communication personnelle).....	67
Tableau IV. 8 : Proportions globales des lithofaciès au niveau du réservoir .....	69
Tableau IV. 9 : Lois statistiques pour les porosités effectives et les saturations en eau dans le réservoir .....	69
Tableau IV. 10 : Lois Porosité - Perméabilité pour chaque couche du réservoir .....	70
Tableau IV. 11 : Caractéristiques des propriétés mécaniques statiques au niveau du réservoir dans le cas du modèle avec des propriétés mécaniques peu contrastées.....	76
Tableau IV. 12 : Caractéristiques des propriétés mécaniques statiques au niveau du réservoir dans le cas du modèle avec des propriétés mécaniques contrastées .....	78
Tableau V.1 : Synthèses des valeurs des propriétés mécaniques d'entrée dans le calcul 1D de référence .....	97
Tableau V. 2 : Incertitudes en entrée et en sortie pour le calcul 1D au toit du réservoir dans le cas où la lithologie est supposée connue .....	101
Tableau V. 3 : Caractéristiques géostatistiques des lithofaciès pour le cas 1D.....	102
Tableau V. 4 : Proportions globales des lithofaciès pour le cas 1D .....	102
Tableau V. 5 : Incertitudes en entrée et en sortie pour le calcul 1D au toit du réservoir dans le cas où la lithologie est supposée inconnue .....	105
Tableau V. 6 : Propriétés mécaniques attribuées à chaque couche pour le modèle mécanique standard .....	117
Tableau V. 7 : Propriétés mécaniques attribuées à chaque lithofaciès pour le modèle mécanique prenant en compte les hétérogénéités lithologiques .....	118
Tableau V. 8 : Caractéristiques statistiques de la variation du premier invariant du tenseur des contraintes pour une couche spécifique du Ness avec des propriétés mécaniques constantes par couche ou par lithofaciès .....	120
Tableau V. 9 : Caractéristiques statistiques du déplacement vertical pour une couche spécifique du Ness avec des propriétés mécaniques constantes par couche ou par lithofaciès .....	121
Tableau V. 10 : Caractéristiques statistiques des paramètres sur les 10 réalisations étudiées pour une couche spécifique du Ness dans le cas où la lithologie est supposée connue.....	124
Tableau V. 11 : Caractéristiques statistiques des paramètres sur les 10 réalisations étudiées pour une couche spécifique du Ness dans le cas où la lithologie est supposée inconnue.....	130
Tableau V. 12 : Propriétés mécaniques attribuées à chaque couche pour le modèle mécanique standard contrasté.....	135
Tableau V. 13 : Propriétés mécaniques attribuées à chaque lithofaciès pour le modèle mécanique contrasté prenant en compte les hétérogénéités lithologiques .....	135

Tableau V. 14 : Caractéristiques statistiques de la variation du premier invariant du tenseur des contraintes pour une couche spécifique du Ness avec des propriétés mécaniques constantes contrastées par couche ou par lithofaciès .....	136
Tableau V. 15 : Caractéristiques statistiques du déplacement vertical pour une couche spécifique du Ness avec des propriétés mécaniques constantes contrastées par couche ou par lithofaciès.....	137
Tableau V. 16 : Caractéristiques statistiques des paramètres sur les 10 réalisations étudiées pour une couche spécifique du Ness du modèle mécanique contrasté dans le cas où la lithologie est supposée connue .....	141
Tableau V. 17 : Caractéristiques statistiques des paramètres sur les 10 réalisations étudiées du modèle mécanique contrasté pour une couche spécifique du Ness dans le cas où la lithologie est supposée inconnue.....	145
Tableau V. 18 : Synthèse des résultats mécaniques obtenus pour les modèles 3D .....	159



## INTRODUCTION GENERALE

La prise en compte du comportement mécanique d'un réservoir et de ses épontes apparaît aujourd'hui comme un point essentiel dans la modélisation des réservoirs, d'une part pour une meilleure évaluation des quantités d'hydrocarbures produites en intégrant la déformation mécanique du réservoir dans le calcul du drainage, d'autre part pour la prévision du comportement mécanique à moyen ou long terme du réservoir, après son abandon ou suite à sa réutilisation pour le stockage d'effluents acides. La compréhension du comportement mécanique de l'ensemble réservoir-épontes est ainsi un axe de recherche important en géomécanique pétrolière pour une prévision fiable de son évolution dans le temps ainsi que dans le cadre des analyses de risques.

En règle générale, ces études nécessitent :

- une description réaliste en 3D du réservoir et de ses épontes en termes d'hétérogénéités (lithologies, caractéristiques des fluides, propriétés mécaniques, ...)
- en liaison avec une simulation d'écoulement couplée avec un modèle géomécanique.

Jusqu'à présent, les travaux sur ce thème ont essentiellement porté sur des aspects algorithmiques, en particulier pour prendre en compte de façon plus ou moins complète le couplage qui existe entre les écoulements fluides et les déformations mécaniques du squelette rocheux du réservoir, ainsi que sur des aspects numériques pour le traitement de modèles présentant un très grand nombre de mailles.

En revanche, les *aspects méthodologiques* de la modélisation géomécanique des réservoirs pétroliers ont été peu étudiés. Les études de cas déjà réalisées s'appuient sur un modèle mécanique avec des *hypothèses simplifiées* et des *approches déterministes*, aussi bien du point de vue de sa géométrie que de son remplissage en propriétés mécaniques. Ce modèle ne s'appuie quasiment pas sur la *description fine des hétérogénéités* du réservoir telle qu'elle est classiquement élaborée à partir des données de puits et des données sismiques pour la construction du modèle géologique.

De plus, les paramètres de remplissage des couches sont très souvent choisis sans *intégrer/interpréter* l'ensemble des mesures qui pourraient s'y rapporter.

Enfin, *l'impact des incertitudes* attachées à ces paramètres sur les résultats de la modélisation géomécanique n'est pas connu.

Néanmoins, il existe de grandes incertitudes liées à ces modèles géomécaniques :

- les propriétés des roches (pétrophysiques et mécaniques) sont mal connues car très peu de mesures directes au laboratoire sont disponibles; d'autre part, ces propriétés sont généralement mesurées à une échelle différente de celle utile pour la modélisation du réservoir ;
- les lithologies sont souvent mal contrôlées entre les puits, en raison de l'espacement important des puits, et de la présence d'hétérogénéités latérales.

La construction d'un modèle mécanique plus réaliste s'appuyant sur un *modèle statique* détaillé, et cohérent avec le *modèle dynamique d'écoulement*, apparaît comme un point clé pour l'amélioration de la fiabilité des résultats de la modélisation mécanique de l'ensemble réservoir-épontes. De plus, il est important de pouvoir prendre en compte les incertitudes sur les paramètres poro-mécaniques des roches, afin de quantifier ensuite leur impact sur les résultats et permettre ainsi la gestion des risques.

La motivation de cette thèse peut se résumer par deux questions simples :

- est-il important de prendre en compte les hétérogénéités géologiques et pétrophysiques lors de l'étude du comportement mécanique d'un géomodèle?
- dans le cas où la réponse à cette question est positive, comment faire alors pour tenir compte des incertitudes attachées à leur description et propager ces incertitudes dans le calcul des contraintes et des déformations qui vont affecter la structure pendant sa production ?

Dans ce contexte général, la thèse poursuit deux objectifs principaux rappelés ci-dessous.

D'une part, il s'agit de développer une méthodologie intégrée de construction du modèle mécanique et de représentation des incertitudes attachées aux modules mécaniques, en exploitant l'ensemble des données disponibles et en s'appuyant de façon cohérente sur les modèles de réservoir statique et dynamique classiquement utilisés par les géologues de production et les ingénieurs réservoirs.

D'autre part, il s'agit d'analyser l'impact des hétérogénéités géologiques et mécaniques dans le calcul du champ de contraintes et du champ de déformations, ainsi que de définir des incertitudes sur ces résultats qui seront fonction des incertitudes sur les hétérogénéités du réservoir.

Il importe de souligner, d'ores et déjà, que le sujet des incertitudes pour la modélisation des réservoirs est un sujet extrêmement vaste, qui, jusqu'à présent, a été très peu abordé du point de vue mécanique. Par conséquent, ce travail de thèse est nécessairement focalisé sur un aspect limité des incertitudes dans ce domaine ; seront principalement étudiées les incertitudes liées aux valeurs et à la distribution spatiale des modules mécaniques, compte tenu des incertitudes déjà présentes sur la répartition des hétérogénéités lithologiques et pétrophysiques au sein du réservoir. Ne seront donc pas étudiées dans ce travail les incertitudes liées à la géométrie des couches du modèle, celles liées aux méthodes utilisées pour sa construction et sa modélisation (impact du type de simulation géostatistique utilisée pour représenter les distributions spatiales, impact du type de modélisation aux éléments finis pour évaluer la réponse mécanique du modèle, etc.), ainsi que les diverses incertitudes attachées à la représentation des formations du recouvrement du réservoir, formations qui jouent aussi un rôle important dans sa déformation mécanique.

Les travaux de cette thèse s'appuient sur un champ réel en Mer du Nord, dénommé dans la suite de ce travail "champ A". Les aspects méthodologiques qui seront développés dans ce cadre concourront à une modélisation mécanique plus réaliste du comportement de l'ensemble réservoir-couverture ainsi qu'à la possibilité de faire des analyses de risque grâce à la gestion des incertitudes.

Après une introduction générale rappelant le contexte de l'étude géomécanique, les objectifs et le plan de la thèse, le chapitre I résume brièvement la méthodologie et les équations utilisées dans la modélisation réservoir - géomécanique couplée. Après un bref rappel sur les concepts de base en élasticité, nous rappellerons que pour modéliser l'exploitation d'un réservoir, deux approches coexistent : *l'approche réservoir* et *l'approche géomécanique*. *L'approche réservoir* va modéliser le comportement du fluide dans un gisement tandis que *l'approche géomécanique* va modéliser le comportement de la roche à travers la théorie de la poroélasticité.

Le chapitre II est une synthèse bibliographique des travaux de modélisation géomécanique, organisée en deux domaines principaux : les applications et les méthodes géomécaniques développées.

Le chapitre III résume les principes de la méthode des éléments finis que nous avons utilisée dans le calcul mécanique des contraintes et des déformations pour le modèle géomécanique 3D du champ A.

Les méthodologies de construction des modèles géomécaniques et de prise en compte des incertitudes sur les paramètres d'entrée sont présentées de façon détaillée dans le chapitre IV. La géométrie du modèle 3D est construite à partir des données diagraphiques en s'appuyant sur les horizons pointés sur les données sismiques, et à l'aide de méthodes géostatistiques classiques. Les propriétés lithologiques et pétrophysiques du réservoir sont attribuées à partir des simulations géostatistiques. Les propriétés mécaniques du réservoir sont simulées conditionnées à la porosité à partir des propriétés mécaniques estimées aux puits précédemment. Pour la couverture et les épontes, des propriétés lithologiques, pétrophysiques et mécaniques constantes sont attribuées à chaque couche.

Le chapitre V présente les résultats des simulations mécaniques des ensembles de réalisations géostatistiques, d'abord dans un cadre simplifié : celui d'une modélisation mécanique 1D sous conditions oedométriques ; puis, dans une modélisation mécanique 3D par éléments finis sous l'hypothèse que le réservoir a subi une dépressurisation homogène. L'effet des hétérogénéités géologiques et mécaniques y est analysé de façon détaillée, principalement sur le premier invariant du tenseur de contraintes ainsi que sur la subsidence verticale. Les incertitudes résultantes sur ces quantités mécaniques y sont également étudiées.

Enfin, dans le chapitre final, les principaux résultats obtenus sont résumés et des pistes de recherche sont proposées pour poursuivre ces travaux.



## CHAPITRE I : RAPPEL SUR LA MODELISATION DES MILIEUX POREUX

*Ce chapitre commence par un bref rappel sur les principes d'élasticité et les critères de ruptures, suivi par la présentation de deux approches pour décrire un gisement: l'approche réservoir et l'approche géomécanique. L'approche réservoir a pour objectif la modélisation du comportement du fluide dans le réservoir lors de son exploitation, mais elle repose sur des hypothèses simplificatrices de la mécanique. L'approche géomécanique, quant à elle, décrit le comportement de la roche lors d'une sollicitation induite par l'exploitation mais ne permet pas une représentation correcte des écoulements. Pour améliorer la représentation des interactions entre les fluides et la roche, le couplage entre les approches réservoir et géomécanique est alors nécessaire.*

## I.1 Rappels sur la théorie de l'élasticité

### I.1.1 Contraintes

#### - État de contrainte en un point

L'état de contrainte en un point A (Figure I.1) est caractérisé par le tenseur des contraintes, qui est un tenseur symétrique du second ordre.

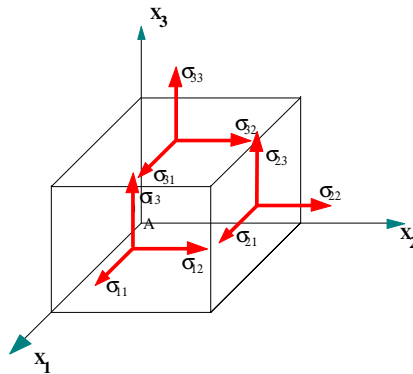


Figure I. 1 : Contraintes autour du point A

Dans une base orthonormée, il est représenté par une matrice des contraintes qui s'écrit :

$$\overline{\overline{\sigma(A)}} = \begin{pmatrix} \sigma_{11} & \sigma_{12} & \sigma_{13} \\ & \sigma_{22} & \sigma_{23} \\ Sym & & \sigma_{33} \end{pmatrix} \quad (I.1)$$

Dans cette notation, le premier indice indique la direction de la normale à la facette sur laquelle s'exercent les contraintes, et le deuxième, la direction de la contrainte.

#### - Vecteur contrainte en un point pour une direction $\vec{n}$

Soit un point A d'un solide, et une direction repérée par un vecteur  $\vec{n}$  (normale extérieure à la matière).

Soit une facette infiniment petite d'aire  $dS$  de normale  $\vec{n}$ . Le vecteur des contraintes au point A pour la direction  $\vec{n}$  s'écrit :

$$\vec{T}(A, \vec{n}) = \overline{\overline{\sigma(A)}} \vec{n}$$

Soit :

$$\begin{bmatrix} T_1 \\ T_2 \\ T_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sigma_{11} & \sigma_{12} & \sigma_{13} \\ \sigma_{12} & \sigma_{22} & \sigma_{23} \\ \sigma_{13} & \sigma_{23} & \sigma_{33} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} n_1 \\ n_2 \\ n_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sigma_{11}n_1 + \sigma_{12}n_2 + \sigma_{13}n_3 \\ \sigma_{12}n_1 + \sigma_{22}n_2 + \sigma_{23}n_3 \\ \sigma_{13}n_1 + \sigma_{23}n_2 + \sigma_{33}n_3 \end{bmatrix} \quad (I.2)$$

où  $\vec{n} = [n_1 \ n_2 \ n_3]^t$  sont les composantes de la normale  $\vec{n}$

- **Contrainte normale et tangentielle**

Le vecteur des contraintes en un point A et pour la direction  $\vec{n}$  (Figure II.2) peut être projeté :

- Soit sur la normale, on obtient alors la *contrainte normale* :

$$\begin{aligned} \vec{\sigma} &= \overline{\overline{\sigma}}(A, \vec{n}) \cdot \vec{n} = {}^t \vec{n} \overline{\overline{\sigma}}(A) \vec{n} \\ \sigma &= [n_1 \ n_2 \ n_3] \begin{bmatrix} \sigma_{11}n_1 + \sigma_{12}n_2 + \sigma_{13}n_3 \\ \sigma_{12}n_1 + \sigma_{22}n_2 + \sigma_{23}n_3 \\ \sigma_{13}n_1 + \sigma_{23}n_2 + \sigma_{33}n_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} n_1(\sigma_{11}n_1 + \sigma_{12}n_2 + \sigma_{13}n_3) \\ n_2(\sigma_{12}n_1 + \sigma_{22}n_2 + \sigma_{23}n_3) \\ n_3(\sigma_{13}n_1 + \sigma_{23}n_2 + \sigma_{33}n_3) \end{bmatrix} \end{aligned} \quad (I.3)$$

- Soit sur le plan tangent, on obtient la *contrainte tangentielle*  $\tau$  telle que :

$$\tau^2 = |\overline{\overline{T}}(A, \vec{n})|^2 - \sigma^2 \quad (I.4)$$

où  $|\overline{\overline{T}}(A, \vec{n})|$  est la norme du vecteur des contraintes.

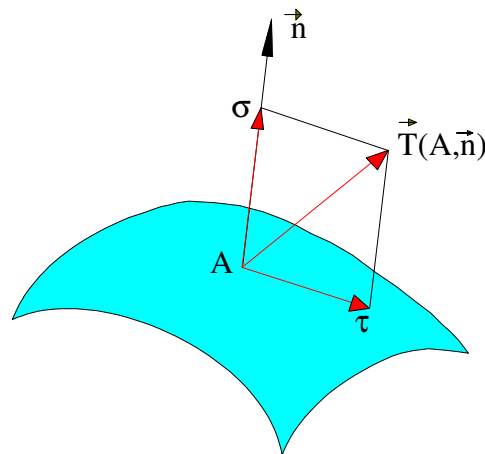


Figure I. 2 : Contrainte normale  $\sigma$  et tangentielle  $\tau$  en un point A

- **Contraintes principales et directions principales**

Mathématiquement il peut être démontré que le tenseur des contraintes (qui est réel symétrique) est diagonalisable, c'est à dire qu'il existe un réel  $\sigma_i$  et une direction  $\vec{X}_i$  telle que :

$$\overline{\overline{\sigma}}(A) \vec{X}_i = \sigma_i \vec{X}_i \quad (I.4)$$

- les trois valeurs propres  $\sigma_i$  sont réelles (distinctes ou confondues) ;
- si les trois valeurs propres sont distinctes, les vecteurs propres correspondants  $\vec{X}_i$  sont orthogonaux.

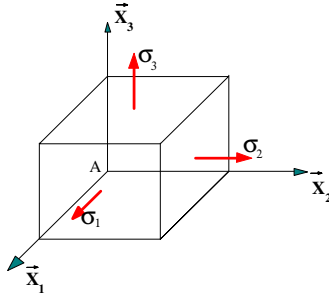


Figure I. 3 : Contraintes principales autour du point A

Les trois directions correspondantes sont les directions principales des contraintes et les valeurs propres sont appelées contraintes principales.

Du point de vue mécanique, cela signifie que si les trois contraintes principales  $\sigma_1$ ,  $\sigma_2$  et  $\sigma_3$  sont distinctes, il existe trois directions principales orthogonales  $\vec{X}_1$ ,  $\vec{X}_2$  et  $\vec{X}_3$ .

Ainsi pour une telle direction  $\vec{X}_i$ , le vecteur des contraintes :

$$\vec{T}(A, \vec{X}_i) = \sigma_i \vec{X}_i \quad (I.5)$$

est colinéaire à la direction  $\vec{X}_i$ .

En d'autres termes, la contrainte tangentielle pour cette direction est nulle, le solide est alors soumis dans cette direction, soit à une sollicitation par *traction* ( $\sigma_i > 0$ ), soit à une sollicitation par *compression* ( $\sigma_i < 0$ ), avec la convention de signe générale de la mécanique.

Dans le repère principal, la matrice des contraintes est alors diagonale et s'écrit :

$$\overline{\overline{\sigma(A)}} = \begin{bmatrix} \sigma_1 & 0 & 0 \\ 0 & \sigma_2 & 0 \\ 0 & 0 & \sigma_3 \end{bmatrix}_{(\vec{x}_1, \vec{x}_2, \vec{x}_3)} \quad (I.6)$$

### - Invariants du tenseur des contraintes

Les contraintes principales sont les solutions de l'équation caractéristique définie en écrivant que le déterminant suivant est nul :

$$\begin{vmatrix} \sigma_{11} - \sigma & \sigma_{12} & \sigma_{13} \\ \sigma_{12} & \sigma_{22} - \sigma & \sigma_{23} \\ \sigma_{13} & \sigma_{23} & \sigma_{33} - \sigma \end{vmatrix} = 0 \quad (I.7)$$

$$\text{soit en développant : } -\sigma^3 + I_1 \sigma^2 - I_2 \sigma + I_3 = 0 \quad (I.8)$$



Dans cette équation  $I_1$ ,  $I_2$  et  $I_3$  sont les trois *invariants* du tenseur des contraintes (quantités indépendantes de la base dans laquelle est exprimé le tenseur). Dans une base quelconque, ils ont pour expression :

$$I_1 = \sigma_{11} + \sigma_{22} + \sigma_{33} = \text{trace de } \sigma(A) = \text{tr}[\sigma(A)] \quad (\text{I.9})$$

$$I_2 = (\sigma_{11} \sigma_{22} - \sigma_{12}^2) + (\sigma_{22} \sigma_{33} - \sigma_{23}^2) + (\sigma_{11} \sigma_{33} - \sigma_{13}^2) \\ = \frac{1}{2} \{ \text{tr}[\sigma(A)]^2 - \text{tr}[\sigma^2(A)] \} \quad (\text{I.10})$$

$$I_3 = \det [\sigma(A)] \quad (\text{I.11})$$

La direction principale  $\vec{X}$  correspondant à la contrainte principale  $\sigma$  est déterminée en écrivant :

$$\begin{bmatrix} \sigma_{11} - \sigma & \sigma_{12} & \sigma_{13} \\ \sigma_{12} & \sigma_{22} - \sigma & \sigma_{23} \\ \sigma_{13} & \sigma_{23} & \sigma_{33} - \sigma \end{bmatrix} \begin{bmatrix} X_1 \\ X_2 \\ X_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (\text{I.12})$$

Le déterminant de la matrice  $\sigma(A) - \sigma \delta_{ij}$  étant nul, il ne reste plus que deux équations indépendantes (par exemple les deux premières). Il n'est alors possible que de déterminer une direction (et non un vecteur, l'une des composantes étant arbitraire), c'est pourquoi l'on parle de *direction principale*.

#### - Cercles de Mohr des contraintes

Supposons connues les trois contraintes principales  $\sigma_1$ ,  $\sigma_2$ ,  $\sigma_3$  au point M. On peut montrer que dans le plan  $(\sigma, \tau)$  (appelé plan de Mohr), de la contrainte tangentielle fonction de la contrainte normale, l'extrémité des vecteurs contraintes  $\vec{T}(M, \vec{n})$  admissibles,  $\vec{n}$  tournant autour du point M, est la surface ombrée de la figure I.4.

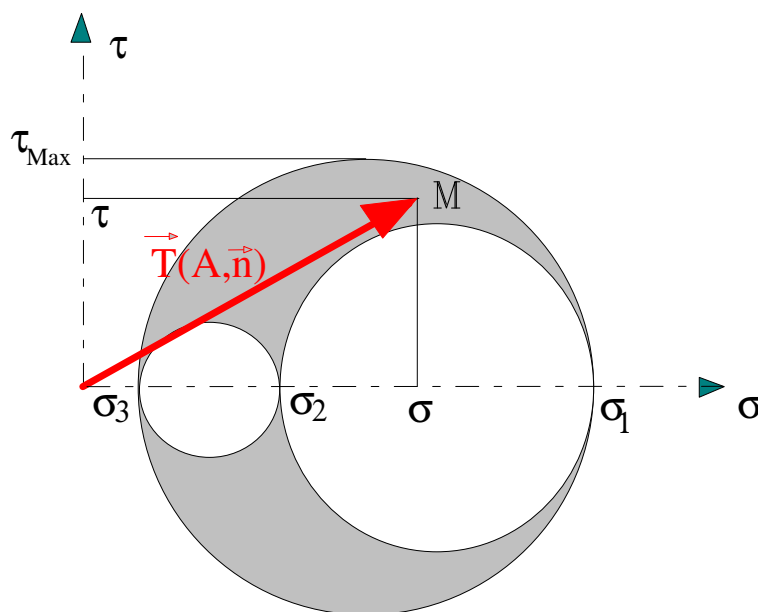


Figure I. 4 : Tricercle de Mohr

Ce diagramme est utilisé pour déterminer les conditions de rupture d'une roche (voir plus loin dans le chapitre V).

### 1.1.2 Déplacements - Déformations

#### - Champ des déplacements

Sous l'effet des efforts, la structure se déforme. Un point M de coordonnées  $(x_1, x_2, x_3)$  appartenant à la structure se déplace sous le chargement. Son déplacement est caractérisé par le *vecteur déplacement* :

$$\vec{U}(M) = u_1(x_1, x_2, x_3) \vec{X}_1 + u_2(x_1, x_2, x_3) \vec{X}_2 + u_3(x_1, x_2, x_3) \vec{X}_3 \quad (I.13)$$

La théorie des petites perturbations suppose que les composants  $u_1, u_2$  et  $u_3$  sont « petites ».

#### - État des déformations au voisinage d'un point

Dans le cas des *petites déformations*, il est possible de démontrer que l'état de déformation au voisinage d'un point A est caractérisé par le tenseur des déformations. C'est un tenseur symétrique du second ordre qui se déduit du champ des déplacements par la relation :

$$\varepsilon_{ij} = \frac{1}{2} \left( \frac{\partial u_i}{\partial x_j} + \frac{\partial u_j}{\partial x_i} \right) \quad (I.14)$$

Dans une base orthonormée, au point A, il s'écrit :

$$\overline{\overline{\varepsilon}}(A) = \begin{bmatrix} \varepsilon_{11} & \varepsilon_{12} & \varepsilon_{13} \\ & \varepsilon_{22} & \varepsilon_{23} \\ \text{Sym} & & \varepsilon_{33} \end{bmatrix} \quad (I.15)$$

#### - Déformations principales et directions principales

De même que pour le tenseur des contraintes, le tenseur des déformations étant réel symétrique, il est diagonalisable, c'est-à-dire qu'il existe un réel  $\varepsilon_i$  et une direction  $\vec{X}_i$  telle que :

$$\overline{\overline{\varepsilon}}(A) \vec{X}_i = \varepsilon_i \vec{X}_i \quad (I.16)$$

Ainsi dans cette direction  $\vec{X}_i$ , il n'y a pas de glissement mais seulement un allongement.

Dans le repère principal en A, la matrice des déformations est diagonale et s'écrit alors :

$$\overline{\varepsilon(A)} = \begin{bmatrix} \varepsilon_1 & 0 & 0 \\ 0 & \varepsilon_2 & 0 \\ 0 & 0 & \varepsilon_3 \end{bmatrix}_{(\bar{x}_1, \bar{x}_2, \bar{x}_3)} \quad (\text{I.17})$$

### I.1.3 Loi de comportement

Nous nous focalisons sur l'élasticité linéaire, qui se traduit par la linéarité de la loi qui relie tenseur des contraintes et tenseur des déformations (ou loi de Hooke).

Pour un matériau isotrope, la loi de Hooke s'écrit en notation indicielle (Timoshenko et Goodier, 1934) :

$$\sigma_{ij} = \lambda \varepsilon_{kk} \delta_{ij} + 2 G \varepsilon_{ij} \quad (\text{I.18})$$

Dans cette relation :  $\delta_{ij}$  est le tenseur de Kronecker

$$\delta_{ii} = 1, \quad \delta_{ij} = 0 \text{ si } i \neq j \quad (\text{I.19})$$

$\lambda$  est le coefficient de Lamé, constant pour un matériau donné.  $G$ , noté  $\mu$  dans certains manuels, est le module de cisaillement.

$$\varepsilon_{kk} = \varepsilon_{11} + \varepsilon_{22} + \varepsilon_{33} \quad (\text{II.20})$$

est le premier invariant du tenseur des déformations. Inversement pour un matériau isotrope, on peut exprimer le tenseur des déformations à partir de celui des contraintes :

$$\varepsilon_{ij} = \frac{1 + \nu}{E} \sigma_{ij} - \frac{\nu}{E} \sigma_{kk} \delta_{ij} \quad (\text{I.21})$$

Dans cette relation :

- $E$  est le module d'Young et  $\nu$  le coefficient de Poisson, constants pour un matériau donné.
- $\sigma_{kk} = \sigma_{11} + \sigma_{22} + \sigma_{33}$  est le premier invariant du tenseur des contraintes

Les relations entre les différents coefficients d'élasticité sont les suivantes :

$$\lambda = \frac{E \nu}{(1-2\nu)(1+\nu)} \quad (\text{I.22})$$

$$G = \frac{E}{2(1+\nu)} \quad (\text{I.23})$$

Bien entendu, il existe des lois de comportement plus complexes que celle associée à l'élasticité linéaire (élasticité non linéaire, plasticité, prise en compte d'un comportement différé, etc.).

## I.1.4 Critères de rupture

De manière formelle, un critère se présente sous la forme

$$f(\sigma) \leq 0 \quad (\text{I.24})$$

où  $f$  désigne une certaine fonction du tenseur des contraintes. Le développement d'irréversibilités ne peut avoir lieu que lorsque l'égalité à zéro est vérifiée.

### - Critère de Tresca (1968)

C'est un critère qui limite l'intensité de la contrainte tangentielle :  $|\tau| \leq \tau_0$ . Comme la contrainte tangentielle maximale est égale au rayon du plus grand cercle de Mohr, ce critère s'exprime en fonction des contraintes principales par :

$$f(\sigma) = (\sigma_1 - \sigma_3) - \tau_0 \leq 0 \quad (\text{I.25})$$

$\tau_0$  est une constante matérielle correspondant au seuil de contrainte lors d'un essai de cisaillement simple.

### - Critère de Von Mises (1913)

Ce critère limite la densité d'énergie de distorsion, c'est à dire la quantité :

$$w_d = \frac{1}{2} \sum_{i,j} s_{ij} e_{ij} \quad (\text{I.26})$$

où les  $s_{ij}$  et  $e_{ij}$  sont les composantes des déviateurs des contraintes et des déformations, respectivement. Si l'on suppose un comportement élastique, on a  $s_{ij} = 2Ge_{ij}$  et ce critère peut s'écrire sous la forme :

$$f(\sigma) = \frac{1}{2} \|\text{dev } \sigma\|^2 - k^2 \leq 0 \quad (\text{I.27})$$

où  $k$  est une constante qui dépend du matériau. Écrit sous cette forme,  $k$  correspond, là aussi, à un seuil en cisaillement simple.

On peut également expliciter ce critère en contrainte principale, selon l'équation :

$$(\sigma_1 - \sigma_2)^2 + (\sigma_2 - \sigma_3)^2 + (\sigma_3 - \sigma_1)^2 - 6k^2 \leq 0 \quad (\text{I.28})$$

- **Critère de Mohr-Coulomb (ou de Coulomb-Navier)**

Les deux critères précédents ne dépendent pas de la pression ou de la contrainte normale : aucune irréversibilité n'est donc possible sous un état de contrainte hydrostatique. De plus, les seuils en traction ou en compression sont les mêmes. Ils sont pour cette raison peu adaptés aux roches et aux sols. Un critère pouvant être considéré comme la généralisation de celui de *Tresca* est le critère de *Mohr-Coulomb* qui limite l'étendue des demi-cercles de Mohr à une zone comprise entre l'axe  $O\sigma_n$  et une droite de pente  $\mu = \tan\phi$  (Chen et Saleeb, 1982) :

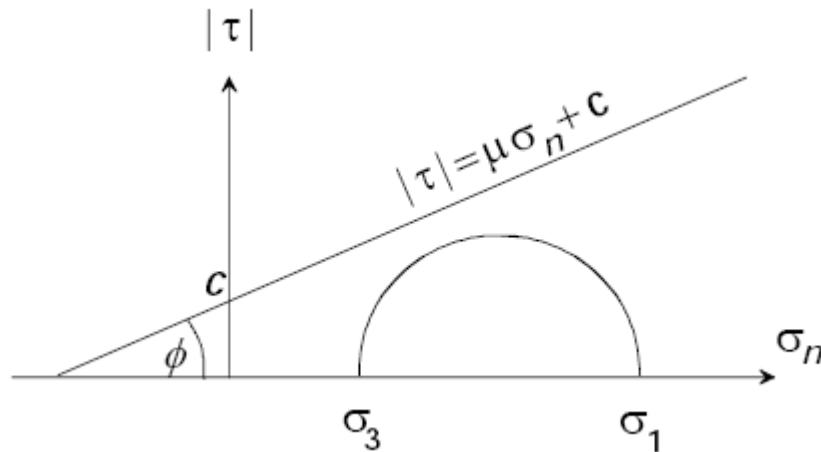


Figure I. 5 : Critère de Mohr-Coulomb

Ce critère s'écrit donc :

$$f(\sigma) = |\tau| - \mu \sigma_n - c \leq 0 \quad (\text{I.29})$$

Lorsqu'il y a égalité, le plus grand cercle de Mohr est tangent à la droite. La pente de cette droite,  $\mu = \tan\phi$ , est appelé *coefficient de frottement interne*,  $\phi$  est *l'angle de frottement interne*. L'ordonnée à l'origine,  $c$ , représente la *cohésion* du matériau.

En utilisant les expressions de  $\sigma_n$  et de  $\tau$  en fonction des contraintes principales lorsque l'on se trouve sur le grand cercle de Mohr, on peut exprimer le critère de *Mohr-Coulomb* en fonction des contraintes principales :

$$\sigma_1(1 - \sin\phi) - \sigma_3(1 + \sin\phi) - 2c \cos\phi \leq 0 \quad (\text{I.30})$$

Remarquons que dans ce critère la contrainte intermédiaire  $\sigma_2$  ne joue aucun rôle.

## I.2 Modèles de réservoir : approches réservoir et géomécanique

Au début de l'exploitation d'un gisement ou d'un stockage, les hydrocarbures sont produits par drainage naturel ou récupération primaire. Ce procédé consiste à laisser le gisement se décompresser. Deux mécanismes contribuent principalement à la production de fluide : la *compressibilité du fluide* et celle de la *roche*.

Il existe deux approches pour représenter les interactions entre les écoulements et la déformation de la roche dans le réservoir : approches réservoir et géomécanique.

### I.2.1 Approche réservoir : écoulements dans un gisement

Les écoulements dans un gisement sont modélisés par la simulation de réservoir. Le modèle de réservoir permet de simuler rapidement l'exploitation d'un gisement et de choisir le meilleur schéma d'exploitation.

Les modèles numériques représentent les variations des caractéristiques du réservoir et des fluides, des débits au puits et de la pression dans l'espace poreux. Ils sont régis par les équations de la loi d'écoulement de Darcy, des variations capillaires et des perméabilités relatives, du bilan des saturations et des lois thermodynamiques. Les écoulements dans le gisement sont très bien représentés.

Pour la description théorique de la partie suivante, on considèrera un modèle simple d'un réservoir en exploitation dans un régime d'écoulement diphasique (eau, huile, par exemple), isotherme avec des fluides non miscibles. Ceci nous mène aux équations de diffusivité hydraulique en couplant les conservations des moments et de la masse.

#### - La loi de Darcy

En hydraulique, la relation entre le flux et le gradient de pression est exprimée par la loi de Darcy dans un milieu isotrope telle que :

$$\phi \vec{V} = -\frac{k}{\mu} \vec{\nabla} p \quad (= -\frac{k}{\mu} \text{grad } p) \quad (\text{I.31})$$

où  $\vec{V}$  est la vitesse de courant de Darcy,  
 $k$  est la *perméabilité absolue* du milieu, si les écoulements sont monophasiques ; ou la *perméabilité relative* de la phase considérée si les écoulements sont polyphasiques.  
 $\mu$  est la viscosité du fluide  
 $p$  est la pression du milieu  
 $\phi$  est la porosité

#### - La loi de conservation de la masse

La loi de conservation de la masse (ou équation de bilan) impose une différence nulle entre le flux entrant et le flux sortant, dans l'élément de volume considéré (Coussy, 1991 ; Coussy 2004) :

$$\vec{\nabla}(\rho \phi \vec{V}) + \frac{\partial(\phi \rho)}{\partial t} = 0 \quad \text{ou} \quad \text{div}(\rho \phi \vec{V}) + \frac{\partial(\phi \rho)}{\partial t} = 0 \quad (\text{I.32})$$

La porosité apparaissant dans les équations (I.31) et (I.32) doit être considérée comme la porosité de Lagrange :

$$\phi = \frac{V_p}{V_b^0} \quad (\text{I.33})$$

où  $V_p$  est le volume de pore dans la configuration déformée et  $V_b^0$  le volume total dans la configuration initiale.

Dans les simulateurs de réservoir, il est de pratique courante d'introduire une dépendance de la porosité avec la pression sous la forme :

$$\phi - \phi_0 = \frac{\partial V_p}{V_b^0} = \phi_0 \left( \frac{1}{V_p^0} \frac{\partial V_p}{\partial p} \right) (p - p_0) \quad (\text{I.34})$$

avec  $V_p^0$  le volume de pore dans la configuration de référence et  $\phi_0 = \frac{V_p^0}{V_b^0}$ , la porosité initiale du milieu poreux.

D'après l'équation (I.34), la porosité du réservoir dépend linéairement de la pression de pore et d'un coefficient de proportionnalité, le compressibilité de la roche  $C_p$  tel que :

$$\phi - \phi_0 = \phi_0 C_p (p - p_0) \quad (\text{I.35})$$

et  $C_p$  est exprimé par :

$$C_p = \frac{1}{V_p^0} \frac{\partial V_p}{\partial p} \quad (\text{I.36})$$

Les fluides seront considérés compressibles c'est-à-dire que la masse volumique  $\rho_{fl}$  du fluide varie avec la pression  $p$ . Cette variation est définie par l'équation d'état du fluide (Charlez, 1991):

$$\rho_{fl} - \rho_{fl0} = \rho_{fl0} C_{fl} p \quad (\text{I.37})$$

où  $\rho_{fl}$  est la densité du fluide,  $\rho_{fl0}$  est la densité initiale du fluide et  $C_{fl}$  la compressibilité du fluide, supposée constante dans la gamme de pression considérée.

Par conséquent, en introduisant les expressions de  $\rho_{fl}$  (équation (I.37)) et de  $\phi$  (équation (II 35)) dans l'équation de conservation de la masse (équation (I.32)), et en utilisant la loi de Darcy (I.31), on obtient l'équation de diffusivité hydraulique (Charlez, 1991):

$$\phi (C_{fl} + C_p) \frac{\partial p}{\partial t} - \frac{k}{\mu} \nabla^2 p = 0 \quad (\text{I.38})$$

avec le Laplacien  $\nabla^2 = \partial^2 / \partial x^2 + \partial^2 / \partial y^2 + \partial^2 / \partial z^2$ .

La modélisation conventionnelle de réservoir repose sur cette équation qui montre le couplage physique entre les écoulements et une description simplifiée de la mécanique à travers  $C_p$ .

Cette approche avec  $C_p$  est suffisante pour les réservoirs où la production n'induit pas des effets géomécaniques majeurs. Dans ce cas, l'écoulement est exclusivement décrit par les caractéristiques du fluide et le facteur  $C_p$  est habituellement introduit dans les simulateurs de réservoir.  $C_p$  donne la réduction de volume poreux pour un niveau de pression donné. Dans l'approche réservoir,  $C_p$  est établi sur un chemin de contraintes particulier et ne permet pas de représenter tous les chemins de contraintes dans le réservoir et donc de bien décrire la déformation de la roche.

C'est pour cette raison que, dans le cas des réservoirs « mécaniquement sensibles », des approches de couplage entre les écoulements et la déformation mécanique du réservoir sont développées.

## I.2.1 Approche géomécanique

Les équations régissant la poroélasticité du solide sont ici présentées. A la différence de l'approche réservoir présentée précédemment, les conditions aux limites ne sont pas imposées localement, mais aux bords de la structure, c'est une description globale. Le squelette rocheux considéré est un milieu poreux supposé isotrope et dont le comportement est poroélastique (linéaire et réversible). Nous considérons la variable élémentaire pour la mécanique du solide, le vecteur déplacement  $\vec{U} = (u_i)_i$ .

Le tenseur de déformation, est défini par ce vecteur déplacement tel que  $\bar{\varepsilon} = (\varepsilon_{ij})_{i,j}$  avec l'équation (I 14).

La déformation volumique  $\varepsilon_V$  est alors donnée par la trace de ce tenseur :

$$\varepsilon_V = \varepsilon_{kk} = tr(\bar{\varepsilon}) = \varepsilon_{11} + \varepsilon_{22} + \varepsilon_{33} \quad (I.39)$$

On peut écrire la loi de comportement isotrope du solide élastique déformable sous la forme (Boutéca, 1992) :

$$\sigma_{ij} = C_{ijkl} \varepsilon_{kl} = \left( K_d - \frac{2G}{3} \right) \varepsilon_V \delta_{ij} + 2G \varepsilon_{ij} \quad (I.40)$$

avec  $K_d$  : module de rigidité (ou d'incompressibilité)

$G$  : module de cisaillement

$C_{ijkl}$  : tenseur général du tenseur d'élasticité

En supposant que les forces volumiques sont nulles, l'équilibre mécanique devient

$$div \bar{\sigma} = 0 \quad (I.41)$$

En introduisant l'expression de la loi de comportement (I.40), dans l'équation ci-dessus, nous retrouvons les 6 équations de Beltrami-Mitchelle dont le terme général s'écrit (Charlez, 1991) :



$$(1+\nu)\nabla^2\sigma_{ij} + \frac{\partial^2\sigma_{kk}}{\partial x_i\partial x_j} = 0 \quad (\text{I.42})$$

### I.2.3 Couplage réservoir - géomécanique

L'approche réservoir modélise très bien les écoulements de fluide, mais elle est basée sur des hypothèses simplificatrices de la mécanique. L'approche géomécanique, quant à elle, décrit le comportement de la roche lors d'une sollicitation induite par l'exploitation mais ne permet pas une représentation correcte des écoulements. Pour considérer l'aspect multiphasique des écoulements dans le réservoir, un lien est établi entre les simulations de réservoir et de géomécanique. Ce lien est opéré au moyen de la pression de pore, résultat de la simulation de réservoir qui est ensuite, utilisée comme chargement dans le réservoir de la simulation géomécanique.

Dans les paragraphes précédents, nous avons écrit séparément les lois de comportement pour la partie mécanique (équation (I.40)) et la partie hydraulique (équation (I.38)). L'approche poro-mécanique introduit le couplage entre les phases fluide et solide. Pour la partie mécanique, on introduit un terme de couplage en pression à partir du tenseur des contraintes effectives :

$$\overline{\overline{\sigma}} = \overline{\overline{\sigma}} + b p \overline{\overline{I}} \quad (\text{I.43})$$

avec  $b$  coefficient de Biot,  $p$  la pression et  $\overline{\overline{I}}$  le tenseur identité.

Dans l'approche poro-élastique, le tenseur de contraintes effectives  $\overline{\overline{\sigma}}$  vérifie la loi de comportement (équation (I.40)) avec les modules  $K_d$  et  $G$  mesurées en conditions drainées. Ainsi on considère en poro-élasticité la loi de comportement suivante (Coussy, 2004) :

$$\sigma_{ij} + b p \delta_{ij} = \left( K_d - \frac{2G}{3} \right) \varepsilon_v \delta_{ij} + 2G \varepsilon_{ij} \quad (\text{I.44})$$

L'équation d'état du fluide compressible s'écrit donc (Bévilion, 2000) :

$$\frac{p - p_0}{M_b} = -b \varepsilon_v + \frac{\rho_{fl} - \rho_{fl0}}{\rho_{fl0}} \quad (\text{I.45})$$

Le module de Biot  $M_b$  est relatif aux caractéristiques de la roche et du fluide avec :

$$\frac{1}{M_b} = \phi_0 C_{fl} + (b - \phi_0) C_{mat} \quad (\text{I.46})$$

où  $K_{mat} = \frac{1}{C_{mat}}$  est le module d'incompressibilité (ou de rigidité) de la matrice solide homogène et  $K_{fl} = \frac{1}{C_{fl}}$  est le module de rigidité du fluide. Le coefficient de Biot  $b$  est relatif

à la matrice et aux modules de rigidité  $K_{mat}$  et  $K_d$  (module de rigidité drainé) avec la relation de Biot :

$$b = 1 - \frac{K_d}{K_{mat}} \quad (I.47)$$

Nous introduisons les lois de comportement (I.44) et (I.45) dans l'équation d'équilibre mécanique (équation (I.41)) et de continuité de la masse fluide (équation (I.32)), on peut déduire, sous les hypothèses faites à la fois sur le fluide compressible et le milieu poreux isotrope et élastique, les lois de comportement poromécanique décrivant la déformation du squelette (équation (I.48)) ainsi que le mouvement du fluide dans le volume poreux (équation (I.49)) (Bévilion 2000 ; Boutéca 1992).

$$G \nabla^2 U + \left( K_d + \frac{G}{3} \right) \nabla \varepsilon_V = b \nabla p \quad (I.48)$$

$$\frac{1}{M_b} \frac{\partial p}{\partial t} - \frac{k}{\mu} \nabla^2 p = -b \frac{\partial \varepsilon_V}{\partial t} \quad (I.49)$$

La poro-mécanique relie les variations de volume poreu aux variations de pression et de contraintes moyennes. Les équations poro-mécanique (équations (I.48) et (I.49)) sont totalement couplées car le problème est résolu en pression, en déplacements, déformations et en contraintes.

**Tableau I. 1 : Comparaison des équations de base des approches réservoir et poromécanique (d'après Boutéca, 1992)**

	Hydraulique	Poromécanique	
		Écoulement fluide	Déformation du solide
Potentiel	$p$	$p$	$u_i$
Gradient	$p_{,i}$	$p_{,i}$	$u_{i,j}$
Flux et lois de comportement	$\bar{\phi} \bar{v} = -\frac{k}{\mu} \bar{\nabla} p$ $\partial \rho_{fl} = \rho_{fl0} C_{fl} \partial p$	$\bar{\phi} \bar{v} = -\frac{k}{\mu} \bar{\nabla} p$ $\frac{\partial p}{M_b} = -b \varepsilon_V + \frac{\partial m}{\rho_{fl0}}$	$\varepsilon_{ij} = \frac{1}{2} \left( \frac{\partial u_i}{\partial x_j} + \frac{\partial u_j}{\partial x_i} \right)$ $\sigma_{ij} + b p \delta_{ij} = \left( K_d - \frac{2G}{3} \right) \varepsilon_V \delta_{ij} + 2G \varepsilon_{ij}$
Divergence (équilibre)	$\nabla(\rho \bar{\phi} \bar{v}) + \frac{\partial(\phi \rho)}{\partial t} = 0$	$\nabla(\rho \bar{\phi} \bar{v}) + \frac{\partial(\phi \rho)}{\partial t} = 0$	$div \bar{\sigma} = 0$
Introduction de la loi de comportement	$\phi(C_{fl} + C_p) \frac{\partial p}{\partial t} - \frac{k}{\mu} \nabla^2 p = 0$	$\frac{1}{M_b} \frac{\partial p}{\partial t} - \frac{k}{\mu} \nabla^2 p = -b \frac{\partial \varepsilon_V}{\partial t}$ $\Rightarrow 1 \text{ équation (monophasique)}$	$G \nabla^2 U + \left( K_d + \frac{G}{3} \right) \nabla \varepsilon_V = b \nabla p$ $\Rightarrow 3 \text{ équations}$

## **CHAPITRE II : SYNTHÈSE BIBLIOGRAPHIQUE DES TRAVAUX EN MODELISATION GEOMECHANIQUE**

*Dans ce chapitre, les méthodes géomécaniques développées et leur application pour l'étude de cas réels sont présentées brièvement. Les travaux sur ce thème ont essentiellement porté sur des aspects algorithmiques, en particulier pour prendre en compte de façon plus ou moins complète le couplage qui existe entre les écoulements fluides et les déformations mécaniques du réservoir, ainsi que sur des aspects numériques pour le traitement de modèles présentant un très grand nombre de mailles. Enfin, les travaux récents sur la modélisation géomécanique correspondent également à des applications sur des cas réels, en liaison avec la simulation des écoulements fluides d'un réservoir pétrolier ou bien avec le stockage de CO<sub>2</sub> en formation géologique.*

## II.1 La modélisation géomécanique dans le domaine pétrolier

La modélisation mécanique des réservoirs pétroliers est un domaine en plein essor depuis quelques années. Les premiers travaux ont été initiés suite à l'observation d'effets de subsidence importants dans certains champs matures pour des réservoirs très poreux (craie de Mer du Nord) ou peu consolidés (réservoirs d'huile lourde au Venezuela, champs matures en Californie ou dans le Golfe du Mexique).

Après ces premiers travaux, il a aussi été mis en évidence que les effets mécaniques, même s'ils sont d'ampleur moindre pour les réservoirs normalement consolidés, dans certaines conditions d'exploitation du réservoir, peuvent avoir un impact non négligeable sur les volumes de fluides produits et doivent, par conséquent, être pris en compte dans la modélisation dynamique du réservoir sur laquelle s'appuient les prévisions de production.

### II.1.1 Effets géomécaniques induits par la production du réservoir

L'analyse des effets géomécaniques induits par la production dans le réservoir est présentée pour deux types de réservoir : les réservoirs faiblement consolidés et les réservoirs fracturés ou faillés (Longuemare *et al.*, 2002).

#### - Réservoirs faiblement consolidés

Le principal effet géomécanique est le compactage du réservoir, suite à la production des hydrocarbures qu'il contient, accompagné généralement d'un accroissement du taux de récupération. Par exemple, dans le cas du champ de Bachaquero au Venezuela, la compaction se trouve être la principale cause de la production (Merle *et al.*, 1976).

Charlez (1997) décrit l'effet dominant de la compaction sur le taux de récupération au cours de la production du champ de Zuata (Venezuela).

En fonction des propriétés mécaniques de la couverture, la compaction du réservoir peut se propager à la surface et générer ainsi de la subsidence. Les tolérances sur l'ampleur de la subsidence sont largement tributaires du contexte et de la localisation du champ (Boutéca *et al.*, 1996). Par exemple, une magnitude de plusieurs mètres de subsidence est dommageable pour le champ d'Ekofisk (Mer du Nord) alors que, en raison des fortes contraintes environnementales, la magnitude critique varie entre quelques centimètres à quelques dizaines de centimètres pour le champ de Groningen (Geertsma, 1989).

La compaction du réservoir peut également réduire sa perméabilité, en liaison avec une très forte réduction de sa porosité (Ferféra *et al.*, 1997 ; Wong *et al.*, 1997), voire même conduire à l'instabilité des puits et au cisaillement de leur garniture si des fractures se développent dans leur environnement immédiat au niveau de la couverture (Bruno, 1992).

Le comportement constitutif des roches des réservoirs faiblement compactés est non linéaire, élasto-(visco)-plastique, y compris le mécanisme de l'effondrement des pores, et dépend fortement du chemin de contraintes et de la température. Dans le cas des craies très poreuses, le comportement constitutif peut être fortement touché par des interactions avec l'eau, particulièrement dans le cas du maintien de pression par réinjection des eaux de production (Hermasen *et al.*, 2000 ; Homand, 2000 ; Matà, 2001).

## - Réservoirs faillés et fracturés

La production des réservoirs très compacts (« tight reservoirs ») est souvent liée à la présence de fractures, ou à la création de fractures artificielles par stimulation des puits. La production de tels réservoirs ne provoque qu'une très faible compaction, et les effets géomécaniques principaux sont induits par la fracturation et par l'évolution de la conductivité des fractures, naturelles ou artificielles, liées aux effets thermo-poro-élastiques (Gutierrez et Makurat, 1997). Pour ces réservoirs, les effets thermo-élastiques prédominent d'autant plus que la rigidité mécanique des roches du réservoir est forte.

La principale spécificité physique de ces réservoirs est donc le comportement thermo-poro-mécanique complexe du système de rupture. Le comportement constitutif dépend de la densité et de l'orientation des fractures, de l'état de contrainte initial, et du chemin de contrainte au cours de la production du réservoir.

En raison de la forte rigidité de la matrice, les déformations sont localisées sur les plans des fractures et des failles, modifiant leur conductivité hydraulique. Des publications apportent, dans des cas de réservoirs fracturés, des éléments démontrant l'existence d'orientations préférentielles d'écoulement qui sont modifiées du fait de la production (Koutsabeloulis *et al.*, 1994 ; Heffer *et al.*, 1994).

### II.1.2 Techniques pour le couplage écoulements / géomécanique

Afin de mieux comprendre le comportement mécanique du réservoir et de ses épontes pendant et après la production des hydrocarbures, les aspects algorithmiques et numériques de la modélisation géomécanique sont bien développés, en particulier pour proposer des solutions numériques efficaces au problème du couplage des effets mécaniques et des effets fluides, et ce sur des modèles de grande taille (Settari et Walters, 1999). Ces techniques peuvent se classer en couplage total, couplage explicite et couplage itératif.

Pour une approche en couplage explicite (Settari et Walters, 1999 ; Minkoff *et al.*, 1999 ; Minkoff *et al.*, 2003), deux simulateurs numériques vont « dialoguer » par échange d'information. A chaque pas de temps d'intérêt, un simulateur d'écoulement effectue le calcul des écoulements multiphasiques puis envoie à un simulateur mécanique les résultats obtenus (variations de pression de pore, de saturation et de température) ; le simulateur mécanique va alors effectuer le calcul des variations de contraintes et des déformations induites, les déformations calculées étant ensuite renvoyées dans le simulateur d'écoulement pour la mise à jour du volume poreux et des propriétés associées. Ce couplage explicite non itératif est appelé par certains auteurs "*1-way coupling*" (cf. schéma Figure II.1).

La fréquence des mises à jour géomécaniques est motivée par l'ampleur des variations du volume poreux, au cours des différentes étapes de temps : si le volume poreux évolue lentement, peu de mises à jour géomécaniques seront nécessaires. Ainsi, la possibilité d'effectuer des calculs géomécaniques pour des étapes de temps sélectionnées est une caractéristique très attractive de l'approche de couplage explicite, qui permet d'éviter de lourds calculs mécaniques à des périodes où ils ne s'avèreraient pas nécessaires. Un autre avantage de cette approche est qu'elle permet d'utiliser des simulateurs d'écoulement et mécaniques existants, y compris des codes disposant, aussi bien pour la mécanique que pour le calcul d'écoulement, d'options sophistiquées dans leur domaine respectif. En revanche, la

nature explicite de l'approche peut poser des problèmes à certains pas de temps, en termes de stabilité et de précision de la solution obtenue.

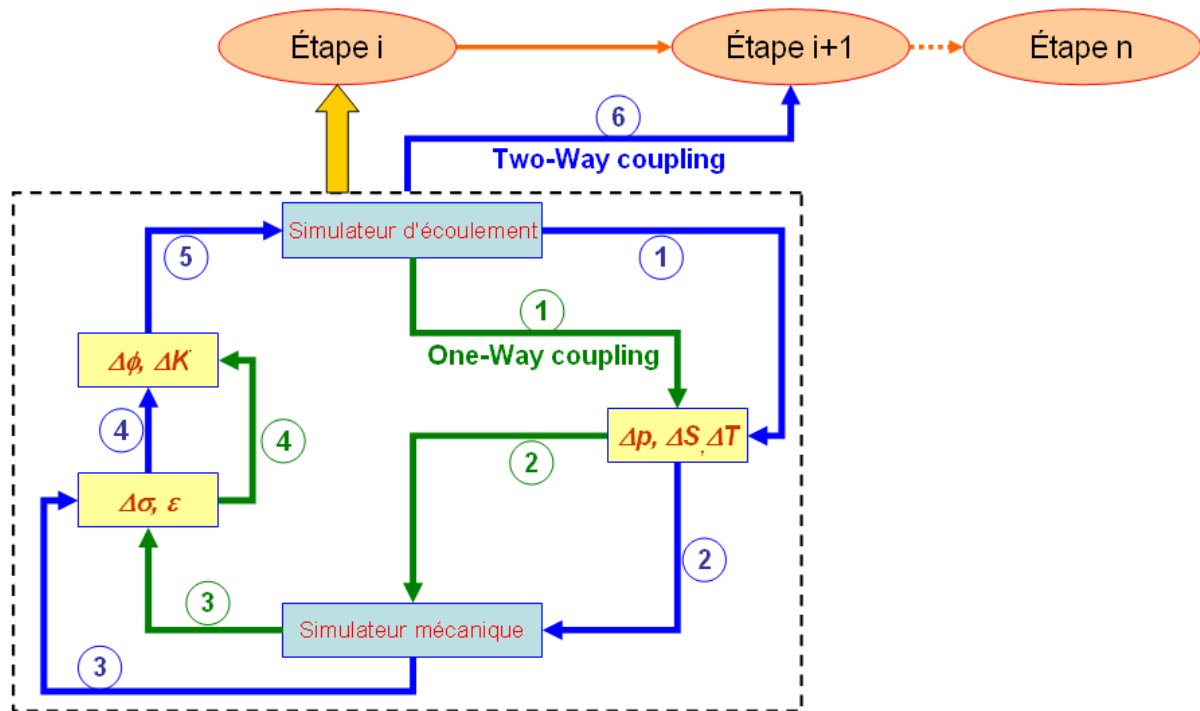


Figure II. 1 : Schéma du couplage écoulement-géomécanique

Pour l'approche en couplage explicite itératif, qui est aussi appelée par certains "2-way coupling" (voir schéma, Figure II.1), les écoulements multiphasiques et les déplacements sont remis à jour par des itérations non-linéaires à chaque période de temps considérée, jusqu'à obtenir leur stabilité. Il s'agit donc d'une approche de couplage explicite, mais pour laquelle on s'assure de façon itérative de la stabilité des résultats obtenus, aussi bien en termes d'écoulements que de déformations. Par conséquent, elle présente les mêmes avantages tout en remédiant aux problèmes de stabilité de la solution, évoqués avec l'approche de couplage explicite. Cette approche produit également les mêmes résultats qu'une approche en couplage total, dès lors que le niveau de convergence requis est suffisamment fort à chaque itération. Settari et Mourits (1994) et Fung et *al.*, (1994) présentent des exemples de l'approche en couplage itératif pour les écoulements multiphasiques. L'inconvénient principal de l'approche itérative peut être le grand nombre d'itérations requises dans certaines situations poro-mécaniques très non-linéaires, induisant des temps de calcul importants.

Pour l'approche en couplage total, encore dénommée "couplage implicite", les calculs des écoulements et des déplacements sont effectués en même temps, un simulateur numérique unique résolvant les équations couplées complètes de la mécanique des milieux poreux. Tortike et Farouq Ali (1987), Li et Zienkiewicz (1992) ainsi que Lewis et Sukirman (1993) ont présenté des formulations de l'approche en couplage total pour les écoulements multiphasiques et poro-élastiques. Le principal attrait de cette approche est sa stabilité, et son inconvénient majeur le temps de calcul associé à sa mise en œuvre. La plupart du temps, des simplifications physiques sont faites avant de numériser les équations correspondantes.

En conclusion, l'expérience acquise depuis une dizaine d'années dans le domaine de la modélisation géomécanique des réservoirs montre que l'approche explicite itérative est la plus

performante et permet d'obtenir des résultats satisfaisants en s'appuyant sur une physique réaliste, tout en requérant un temps calcul raisonnable.

Les algorithmes, en particulier pour le couplage explicite itératif, sont également développés dans les travaux récents. Un formalisme du couplage partiel est proposé par Bévilion, 2000. Dans cet algorithme, l'information mécanique est écrite sous une forme découplée et couplée dans l'équation de diffusivité hydraulique du modèle mécanique. La forme découplée est décrite à travers un gradient de déformation, c'est à dire une compressibilité de roche introduite dans la matrice masse, tandis que la forme couplée garde l'expression d'une déformation volumique dans le second membre. Les résultats montrent que pour la simulation 3D, le schéma semi-couplé/découplé itératif assure une bonne convergence, une rapidité et une précision des calculs.

Jeannin *et al.*, (2007), formulent le problème du couplage réservoir-géomécanique comme un problème de point fixe non-linéaire et améliorent la résolution du problème de couplage en comparant en termes de robustesse et de convergence des algorithmes différents. Ils ont étudié deux algorithmes accélérés qui sont beaucoup plus robustes et plus rapides que l'algorithme classique et ils ont conclu qu'il convient de les utiliser pour la résolution itérative du problème de couplage réservoir-géomécanique.

### **II.1.3 Modélisation géomécanique des réservoirs fracturés**

Les réservoirs naturellement fracturés peuvent être fortement influencés par le comportement géomécanique des roches qui les constituent. En effet, les fractures sont affectées de façon souvent plus importante que la matrice rocheuse qui les englobe, par les perturbations de contraintes induites par la production et/ou l'injection des fluides, ce qui peut se traduire par leur ouverture, leur fermeture, voire même leur réorientation. Bien entendu, ces variations ont une incidence sur la perméabilité du milieu (sa valeur et ses orientations préférentielles), qui est un facteur déterminant dans la gestion du réservoir.

Pour représenter ce comportement, il est inévitable d'examiner les facteurs géomécaniques intervenant dans la modélisation des écoulements des fluides dans les réservoirs fracturés. Les modèles de « double-porosité », c'est-à-dire d'un milieu présentant à la fois une porosité de matrice et une porosité de fissures, sont utilisés dans l'industrie (Warren & Root, 1963 ; Bai *et al.*, 1993). Ces modèles s'appuient sur des relations simples entre les pressions et la compressibilité de la roche, tandis que la perméabilité des fractures est généralement traitée comme statique tout au long de la simulation de la vie du réservoir.

Le couplage entre les écoulements des fluides et la déformation du milieu poreux s'appuie sur la théorie poro-élastique de Biot, en ce qui concerne le simple milieu (milieu ne présentant qu'une porosité de matrice). Différentes approches ont donc été proposées dans la littérature pour étendre cette théorie au double milieu.

Valliappan et Khalili-Naghadeh (1990), ainsi que Khalili-Naghadeh et Valliappan (1991) ont pris en compte dans leur formulation à double porosité l'effet de la déformation de la roche sur la pression de pore dans les deux milieux (matrice et fissures). Dans ces formules, différents coefficients sont impliqués et définis en termes de paramètres physiques mesurables.

Ghafouri et Lewis (1996) ont mis au point une formulation pour les milieux poreux déformables. Dans cette formulation, la compressibilité des fractures est supposée ne pas modifier la compressibilité de l'ensemble du système, et l'effet de la pression dans les fractures sur l'ensemble de déformation a été négligé.

Chen et Teufel (1997) ont proposé une nouvelle formulation ne reposant pas sur la théorie poro-élastique de Biot pour le couplage entre les écoulements des fluides et la géomécanique dans un double milieu déformable. Ils ont ajouté un terme pour tenir compte de l'effet de la pression au sein de la porosité secondaire sur la déformation volumique et le volume total des pores. De nouvelles relations décrivant les changements du volume total et des doubles volumes de pore (fractures et matrices) dans un concept de double porosité sont proposées en termes de compressibilités mesurables. Leurs équations finales sont similaires à celles de Valliappan et Khalili-Naghadeh (1990), la principale différence étant la façon dont les coefficients sont définis.

Les modèles discutés précédemment sont fondés sur l'approche en couplage total, ce qui n'est que l'une des stratégies du couplage et les perméabilités des fractures sont traitées comme statiques, c'est à dire constantes en fonction du temps. Bagheri et Settari (2008) ont développé un simulateur de réservoir en couplage itératif et à double-porosité qui est capable de modéliser la perméabilité de fracture de manière dynamique. Comparée à la modélisation conventionnelle, les auteurs démontrent que la prise en compte du comportement dynamique de la perméabilité de fracture conduit à :

- des changements importants de la perméabilité de fracture,
- une récupération moindre en déplétion (par conséquent, un temps plus important pour atteindre un certain taux de récupération),
- une augmentation de l'injectivité et une baisse de la productivité des puits,
- des gradients de pression plus forts en déplétion,
- une forte anisotropie de perméabilité.

Dans son travail de thèse, Marmier (2007) présente une estimation des coefficients pomécaniques des milieux fracturés à partir des lois de comportement expérimentales des fractures ainsi qu'une méthodologie de réactualisation de la perméabilité des fractures. Ces approches sont mises en oeuvre sur un champ pétrolier par le couplage itératif explicite. A l'aide de simulations hydromécaniques, il a reproduit l'impact de la fermeture et / ou l'ouverture des fractures sur la production des hydrocarbures en place pour des schémas de production primaire et secondaire.

## **II.2 Application de la modélisation géomécanique**

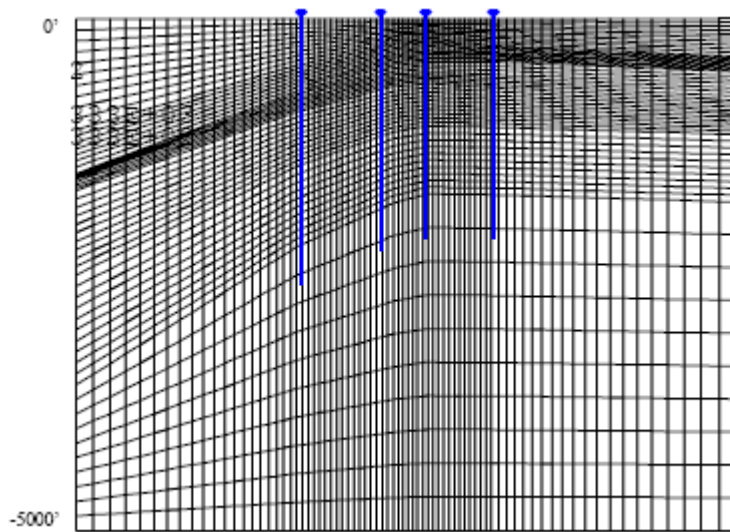
### **II.2.1 En lien avec la simulation du réservoir pétrolier**

Cette partie présente des travaux récents sur des cas réels de modélisation des effets géomécaniques induits par l'exploitation des réservoirs, ainsi que l'analyse de leur influence sur les écoulements de fluides. Ces effets géomécaniques peuvent être relativement conséquents dans le cas des réservoirs faiblement consolidés et des réservoirs fracturés, comme nous l'avons déjà mentionné.



Michael (2001) a fait une synthèse des effets de compaction associés à la production et de l'endommagement mécanique des formations à partir d'un certain nombre d'observations sur différents champs à travers le monde. Il a également décrit les techniques de modélisation géomécanique pour évaluer les déformations à l'échelle du réservoir et l'endommagement mécanique à l'échelle du puits.

Il a appliqué la modélisation géomécanique par éléments finis sur un champ pétrolier en Californie. La figure II.2 présente une coupe des mailles du modèle de ce champ. Ce modèle géomécanique s'étend jusqu'à 6000 pieds (environ 2000 mètres) dans la direction horizontale et 5000 pieds dans la direction verticale. La couverture est représentée par 30 couches avec 5 propriétés différentes du matériau, la formation du réservoir est représentée par 10 couches avec 3 propriétés différentes du matériau et l'éponte inférieure par 10 couches avec une seule propriété. Les résultats obtenus ont démontré l'intérêt de la modélisation géomécanique comme outil d'évaluation de la déformation et des risques mécaniques associés.



**Figure II. 2 : Coupe d'un modèle pour analyser le compactage et l'endommagement d'un puits dans un champ pétrolier en Californie (Michael, 2001)**

Longuemare *et al.*, (2002) ont synthétisé les méthodes du couplage réservoir / géomécanique et ont appliqué l'approche en couplage partiel (couplage explicite) sur un champ au Moyen-Orient pour quantifier des effets géomécaniques liés à l'exploitation du réservoir, en particulier la fracturation thermique et l'augmentation de la perméabilité de fracture. Ce champ est un réservoir calcaire très hétérogène et compartimenté qui se situe à 800 m de profondeur.

Dans le modèle du réservoir, deux types mécaniques de roche ont été définis en fonction du contenu dolomitique, dont la répartition est présentée sur la figure II.3 : la roche réservoir avec un faible contenu dolomitique est indiquée en bleu (indicateur égale à 1, MAT1) et celle avec un fort contenu dolomitique est indiquée en blanc (indicateur égale à 2, MAT2). Deux familles de propriétés mécaniques constantes sont attribuées à ces deux types de roche. Les résultats de la modélisation indiquent qu'au cours de l'exploitation du réservoir, les changements de pression de pore et de température donnent lieu à une modification de l'équilibre des contraintes du réservoir et à une déformation progressive localisée sur certaines failles.

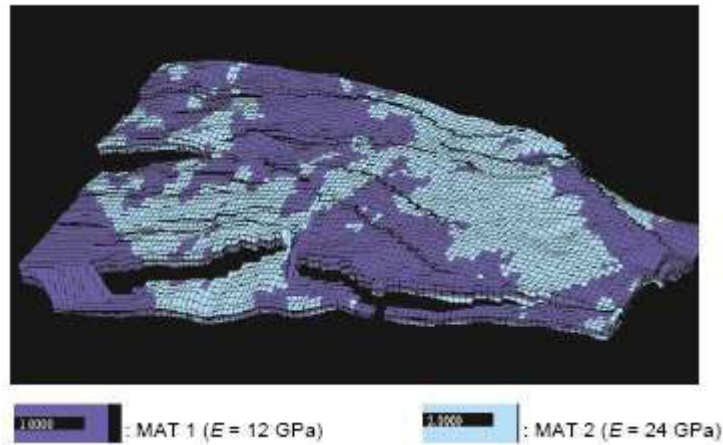


Figure II. 3 : Deux types de roche définis en fonction du contenu dolomitique (Longuemare *et al.*, 2002)

Vidal *et al.*, (2002) ont travaillé sur la quantification des paramètres réservoir à partir des mesures du monitoring sismique, en intégrant l'aspect géomécanique. Les variations de contrainte effective moyenne, dues aux changements en contraintes totales moyennes et/ou en pression, influencent les propriétés élastiques du réservoir. Dans ce contexte, une méthodologie est proposée pour évaluer la contribution d'une approche géomécanique sur le calcul des paramètres élastiques. En ce qui concerne le modèle géomécanique, des propriétés mécaniques constantes sont attribuées à chaque couche du modèle (Figure II.4).

Cette méthodologie intégrée appliquée sur données réelles et synthétiques d'un stockage souterrain de gaz tend à montrer le rôle des attributs combinant les ondes *P* et *S* pour séparer les effets de contraintes effectives moyennes des effets de saturation. En utilisant la modélisation élastique, l'impact de l'offset sismique sur le calcul du décalage en temps a été démontré.

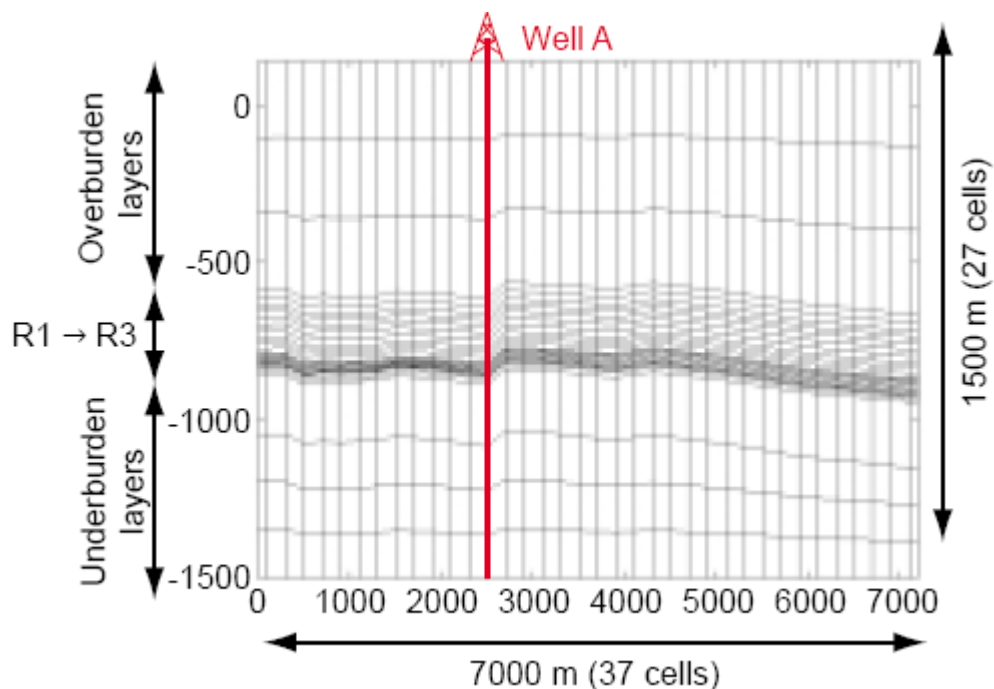


Figure II. 4 : Grille du modèle géomécanique (Vidal *et al.*, 2002)

Les travaux pour quantifier des effets géomécaniques associés avec l'exploitation d'un réservoir de gaz sont également présentés (Vidal *et al.*, 2005). Le champ de gaz étudié dans le Bassin Parisien se compose d'un réservoir de grès (zone R2) et d'un réservoir de calcaire (zone R3). Dans les réservoirs R2 et R3, trois types mécaniques de roche ont été définis en fonction de la variation spatiale des porosités. La répartition de ces trois zones mécaniques dans les réservoirs R2 et R3 est présentée dans la figure II.5.

La méthodologie développée dans ses travaux pour attribuer des modules élastiques statiques aux matériaux montre que la construction du modèle géomécanique est un point clé dans l'estimation des effets géomécaniques.

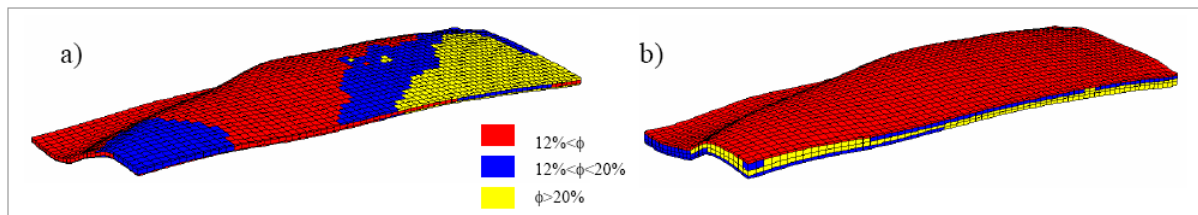


Figure II. 5 : Zones mécaniques des réservoirs R2 (a) et R3 (b) (Vidal *et al.*, 2005)

Une étude sur l'analyse du risque de rupture de la cimentation des puits après leur abandon a été réalisée récemment (Mainguy *et al.*, 2007). Dans ce travail, la perturbation des contraintes en place est estimée en utilisant le couplage entre un simulateur de réservoir et un simulateur de géomécanique. Ces simulations fournissent l'évolution des variables thermiques, hydrauliques et mécaniques dans les roches de couverture qui constituent le lieu de positionnement des bouchons d'obturation. Les variations de contraintes sont ensuite utilisées comme données d'entrée d'un modèle mécanique pour définir le chargement dans le temps subi par un puits injecteur à l'issue de l'exploitation.

Dans ces travaux, le modèle géomécanique construit est composé de sept régions différentes, appelées Rock-Zone (RZ), chaque RZ ayant ses propriétés mécaniques et son propre critère de rupture. De la surface à la base, les Rock-Zones sont "overburden 1" (RZ 1) ; "overburden 2" (RZ 2) ; "cap rock" (RZ 3) ; "réservoir layer 1" (RZ 4) ; "réservoir layer 2" (RZ 5) ; "réservoir layer 3" (RZ 6) ; "réservoir flanks et base" (RZ 7). Les épaisseurs des régions sont présentées sur la figure II.6. Les propriétés élastiques pour chaque rock-zone sont synthétisées dans le tableau II.1.

Les résultats obtenus avec le modèle mécanique au niveau du puits pour un ciment conventionnel de type Classe G montrent que le risque principal est la rupture en traction. Il est ainsi observé que les matériaux d'étanchéité relativement déformables ou initialement pré-contraints apparaissent comme les mieux adaptés face à l'évolution des conditions en fond de puits qui peuvent se produire après la fin d'exploitation du champ.

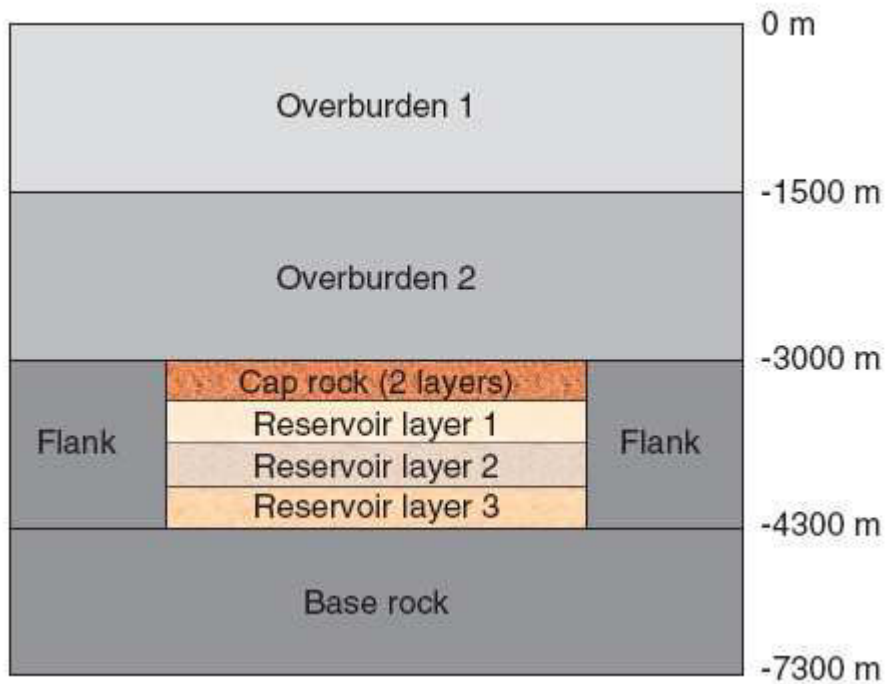


Figure II. 6 : Schéma du modèle géomécanique (Mainguy *et al.*, 2007)

Rock-zone	RZ1	RZ2	RZ3	RZ4	RZ5	RZ6	RZ7
E (GPa)	8	15	10	8	9	10	20
$\nu$ (-)	0.3	0.2	0.3	0.1	0.15	0.2	0.25
$b$ (-)	-	-	0.6	1	1	1	-

Tableau II. 1 : Propriétés élastiques des "Rock-Zones" (Mainguy *et al.*, 2007)

Une étude sur un champ en Mer du Nord en utilisant le simulateur géomécanique avec un modèle de réservoir a été effectuée pour aider à évaluer l'intégrité du plan de développement (Bourgeois *et al.*, 2007). Une vue schématique du modèle géomécanique du champ étudié est montrée sur la figure II.7. Dans les zones de la couverture (overburden) et des épontes (sideburden et underburden), les propriétés mécaniques sont associées à la profondeur et dans le réservoir, les paramètres mécaniques sont liés à la porosité, qui est déduite du modèle de réservoir.

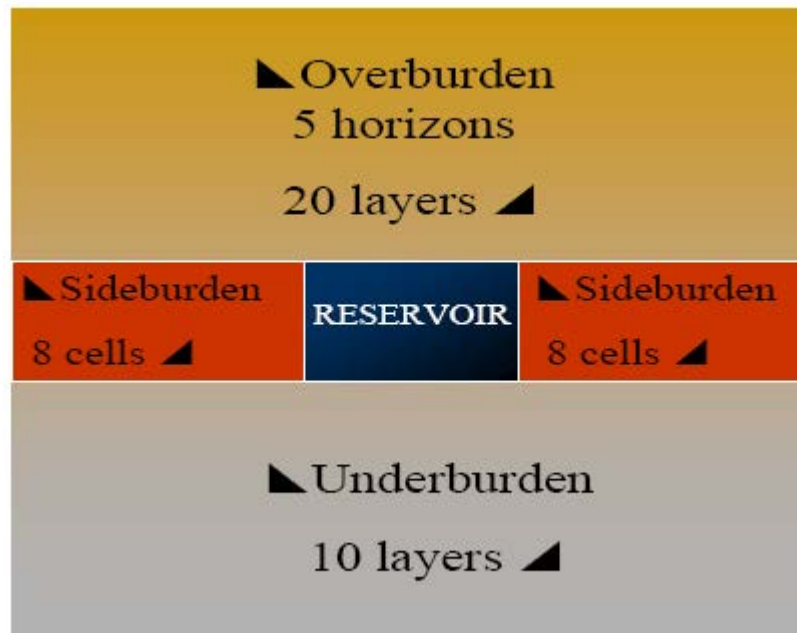


Figure II. 7 : Vue schématique du modèle géomécanique d'un champ en Mer du Nord (Bourgeois *et al.*, 2007)

## II.2.2 En lien avec le stockage de CO<sub>2</sub> en formations géologiques

Avec des objectifs mondiaux pour la diminution des émissions de gaz à effet de serre, l'attention s'est tournée vers la prospective du stockage de CO<sub>2</sub> en formations géologiques. Des réservoirs géologiques des champs de pétrole ou de gaz, des aquifères salins et des couches de charbon ont été proposés pour ces applications de stockage.

L'un des plus importants processus du stockage est l'impact mécanique de l'injection de CO<sub>2</sub>. Celui-ci est provoqué par les changements dans le champ des contraintes qui résultent de modifications de la pression de pore et du volume de la roche. Les variations de contraintes peuvent causer la dégradation de l'intégrité mécanique et hydraulique de la couverture, par conséquent provoquer des fuites. Des failles existantes et des discontinuités peuvent également être réactivées, ou des glissements se produire le long de plans de faiblesse dans le réservoir ou dans la couverture.

Orlic et Schroot (2005) ont proposé une approche géomécanique intégrée à la modélisation numérique pour prédire les effets mécaniques de l'injection de CO<sub>2</sub>. Cette approche exige l'intégration des outils de modélisation géologique, de simulation de l'écoulement des fluides et de calculs mécaniques par éléments finis. Cette approche est appliquée sur le champ de Montmiral en France, qui présente une accumulation naturelle de CO<sub>2</sub>.

La modélisation géomécanique du champ Montmiral a été réalisée afin de prédire les variations du champ de contraintes et de déformations associées induites par les trois étapes d'exploitation de la structure : extraction du CO<sub>2</sub> dans le passé ; extraction de CO<sub>2</sub> à l'avenir ; et injection possible de CO<sub>2</sub> dans le futur. Les contraintes et les déformations dans le sous-sol sont calculées en utilisant un modèle d'éléments finis 2D en déformation plane (Figure II.8). Des propriétés mécaniques constantes ont été attribuées à chaque couche géologique.

Les auteurs ont conclu que les clés pour la prévision réaliste de l'impact mécanique de l'injection du CO<sub>2</sub> sont, d'une part la disponibilité de données géomécaniques sur le site, d'autre part la connaissance des processus physiques et chimiques qui peuvent modifier les propriétés mécaniques des géomatériaux.

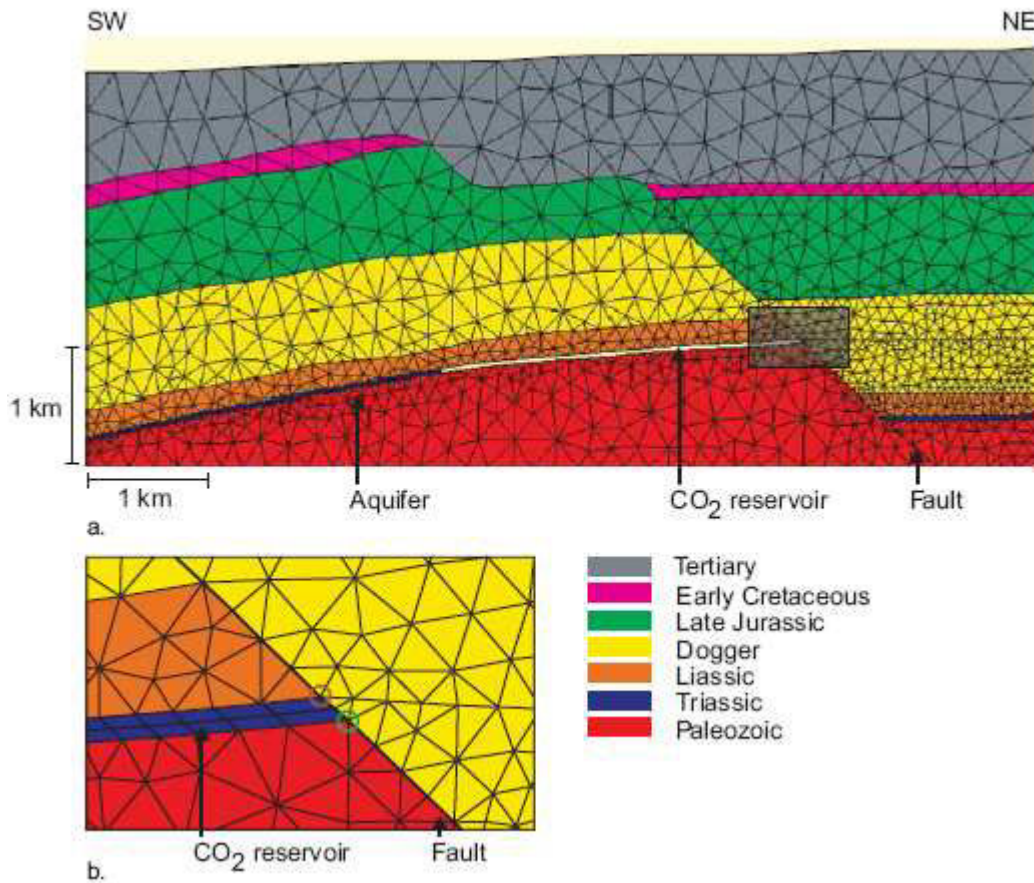
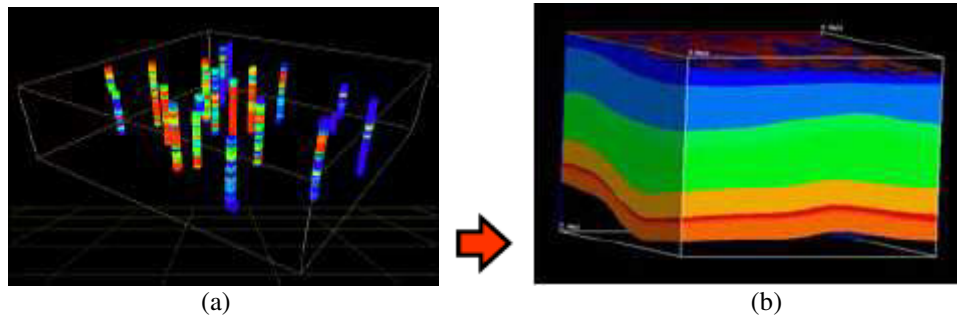


Figure II. 8 : a) Modèle en éléments finis du champ de Montmiral, et b) une partie élargie du modèle, montrant des éléments de la faille (Orlic et Schroot, 2005)

Bérard *et al.*, (2007) présentent les travaux pour la performance et la gestion des risques du stockage de CO<sub>2</sub>. L'analyse commence par la construction et le calage d'un modèle mécanique du site, à travers l'analyse conjointe des données géologiques, sismiques, diagraphiques et de laboratoire. Les modèles géomécanique et d'écoulement sont ensuite couplés pour assurer des conditions d'équilibre statique, simuler la pression dynamique des fluides, et évaluer les variations des contraintes liées à un schéma d'injection donné. Les résultats sont post-traités pour déterminer si des fuites seront créées pour tel scénario d'injection.

Une série de modèles mécaniques 1D est d'abord construite le long de la trajectoire des puits (Figure II.9a). Les propriétés élastiques de ces modèles 1D sont estimées à partir des données diagraphiques. Des corrections dynamique / statique (qui sont fonction de la lithologie, de la porosité et des contraintes in situ) sont appliquées. Un modèle 3D du site d'injection de CO<sub>2</sub> avec une description complète mécanique est ensuite construit en combinant des informations structurales et les modèles mécaniques 1D à l'aide de techniques géostatistiques. Ces propriétés géomécaniques sont obtenues en utilisant des corrélations (par exemple, la porosité vs module d'Young), définies à l'aide de l'ensemble de données pour chaque type de roche (Figure II.9b).



**Figure II. 9 : a) Modèle mécanique 1D le long de la trajectoire des puits, et b) modèle mécanique 3D avec des propriétés mécaniques statiques (Bérard *et al.*, 2007)**

Ce modèle est utilisé dans une analyse de performance pour l'injection de CO<sub>2</sub>. Il est aussi exploité pour évaluer les risques associés au stockage.

Cette revue bibliographique permet de dégager la synthèse suivante, en ce qui concerne la modélisation géomécanique appliquée aux réservoirs pétroliers.

- Dans la plupart des cas, le modèle géomécanique 3D est composé de quatre parties principales : la couverture, le réservoir, les épontes inférieures et supérieures.
- Les failles et les fissures sont prises en compte dans la modélisation, mais d'une façon souvent simplifiée.
- La modélisation géomécanique de la structure géologique est couramment réalisée par la méthode des éléments finis.
- Le choix des méthodes de couplage (total, explicite ou itératif) est adapté au cas étudié, avec une prédominance dans la profession d'un couplage explicite, qui permet de traiter une très grande majorité des cas réels rencontrés.
- Quelques études de sensibilité ont été faites pour évaluer l'impact des propriétés mécaniques sur les dimensions de fracture et la production de gaz (Zillur *et al.*, 2001).
- Néanmoins, les modèles géomécaniques dans leur application restent décrits de façon déterministe avec des propriétés mécaniques :
  - constantes par couche
  - constantes par "Rock Zones"
  - constantes par faciès
  - définies en fonction de la porosité
- On ne rencontre pas dans la littérature pétrolière de modèles géomécaniques stochastiques, comme ceux qui ont été développés pour la représentation des hétérogénéités géologiques ou d'écoulement.
- De même, il n'y a pas d'approche systématique pour la prise en compte des incertitudes sur la distribution spatiale des propriétés mécaniques dans le calcul de la réponse des structures géologiques aux sollicitations mécaniques.

Ce travail de thèse se propose justement de prendre en compte les incertitudes liées aux propriétés (lithologiques et mécaniques) des réservoirs dans l'étude de l'impact géomécanique lors de leur exploitation.



### **CHAPITRE III : Rappel sur les principes de la méthode des éléments finis**

*Ce chapitre rappelle brièvement les concepts de base de la méthode des éléments finis. Les principales étapes de calcul en éléments finis présentées seront appliquées à la modélisation géomécanique du modèle de réservoir étudié. Ce chapitre présente également les éléments finis les plus utilisés pour les calculs numériques.*

### III.1 Rappels sur la méthode des éléments finis

La méthode des éléments finis de type « déplacements » est une méthode de calcul numérique approchée qui consiste à transformer, par l'application d'un principe variationnel, les équations différentielles du problème physique en un système linéaire fini d'équations algébriques. Le milieu réel (Figure III.1a) est remplacé par un milieu supposé équivalent contenu dans un contour polygonal, le plus proche possible du contour réel (Figure III.1b). Ce milieu équivalent  $V'$  est ensuite divisé en sous-domaines réguliers,  $V^e$ , appelés *éléments finis* (triangles et quadrilatères pour une modélisation plane, hexaèdres, pyramides et pentaèdres pour un problème tridimensionnel).

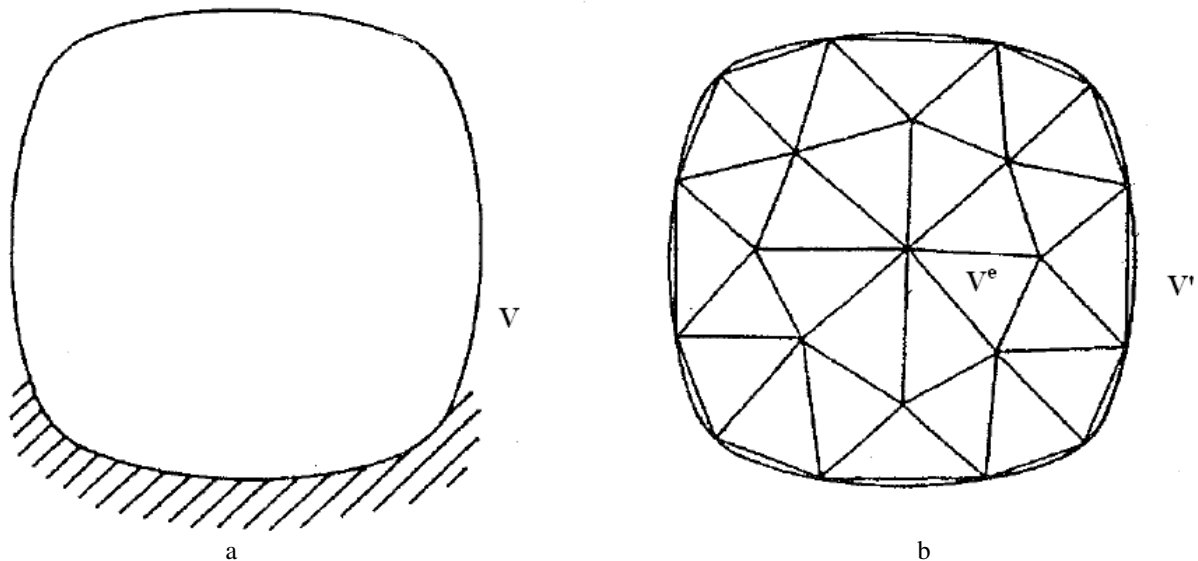


Figure III. 1 : Domaine « réel » à modéliser (a) et domaine équivalent : frontière polygonale et surface découpée en sous-domaines élémentaires

L'inconnue du problème (champ de déplacements, de charges hydrauliques, de températures, etc.) à l'intérieur et sur le contour de chaque élément fini est déterminée par une interpolation polynomiale entre des valeurs du champ en certains points de l'élément, appelés *nœuds*. La position des nœuds et le degré des polynômes sont choisis de sorte que le champ inconnu soit suffisamment continu sur l'assemblage des éléments, appelé *maillage*. Ces hypothèses associées au principe de recherche du minimum de l'énergie potentielle conduisent à un système d'équations algébriques de la forme :

$$K \bullet U = F \quad (III.1)$$

où  $F$  est un vecteur de forces nodales connues ;  $U$ , le vecteur des inconnues aux nœuds et  $K$ , la matrice de rigidité de l'assemblage traduisant le comportement de chaque élément.

Les principes de discrétisation, la définition des différents types d'éléments finis, les techniques d'assemblage et de résolution sont décrites dans de nombreux ouvrages (ZienKiewicz, 1972 ; Bathe, 1982 ; Prat *et al.*, 1995 ; Moaveni, 1999 ; Taylors & ZienKiewicz, 2000 ; Thomas, 2006).

Dans le cas d'un problème mécanique,  $U$  représente le champ de déplacements dans le milieu équivalent. L'inversion du système d'équations précédent peut s'effectuer directement lorsque

la matrice de rigidité est indépendante des inconnues  $U$  ; c'est le cas lorsque le *comportement du milieu est linéaire*. Mais, dès qu'un matériau constitutif du milieu obéit à une loi de *comportement non linéaire*, ce qui signifie que la réponse en déformation n'est plus proportionnelle à l'intensité du chargement, la matrice de rigidité  $K$  dépend directement ou indirectement du champ inconnu  $U$ . Le système d'équations doit être réalisé selon un processus incrémental et itératif fondé sur une linéarisation du système d'équations (Mestat, 2001).

Pour résoudre un problème par la méthode des éléments finis, on procède en général par étapes successives (Garrigues, 2001) :

1. On se pose un problème physique sous la forme d'une équation différentielle ou aux dérivés partielles à satisfaire en tout point d'un domaine  $\Omega$ , avec des conditions aux limites sur le bord  $\partial\Omega$  nécessaires et suffisantes pour que la solution soit unique.
2. On construit une formulation intégrale du système différentiel à résoudre et de ses conditions aux limites : C'est la *formulation variationnelle du problème* (Dhatt et Touzot, 1983).
3. On divise  $\Omega$  en sous domaines : C'est le *maillage*. Les sous domaines sont appelés *mailles*.
4. On choisit la famille de champs locaux, c'est-à-dire à la fois la position des nœuds dans les sous domaines et les polynômes (ou autres fonctions) qui définissent le champ local en fonction des valeurs aux nœuds (et éventuellement des dérivées). La maille complétée par ces informations est alors appelée *élément*.
5. On ramène le problème à un problème discret : C'est la *discrétisation*. En effet, toute solution approchée est complètement déterminée par les valeurs aux nœuds des éléments. Il suffit donc de trouver les valeurs à attribuer aux nœuds pour décrire une solution approchée.
6. On résout le problème discret : c'est la *résolution*.
7. On peut alors construire la solution approchée à partir des valeurs trouvées aux nœuds et en déduire d'autres grandeurs : c'est le *post-traitement*.
8. On visualise et on exploite la solution pour juger de sa qualité numérique et juger si elle satisfait les critères des charges : C'est *l'exploitation des résultats*.

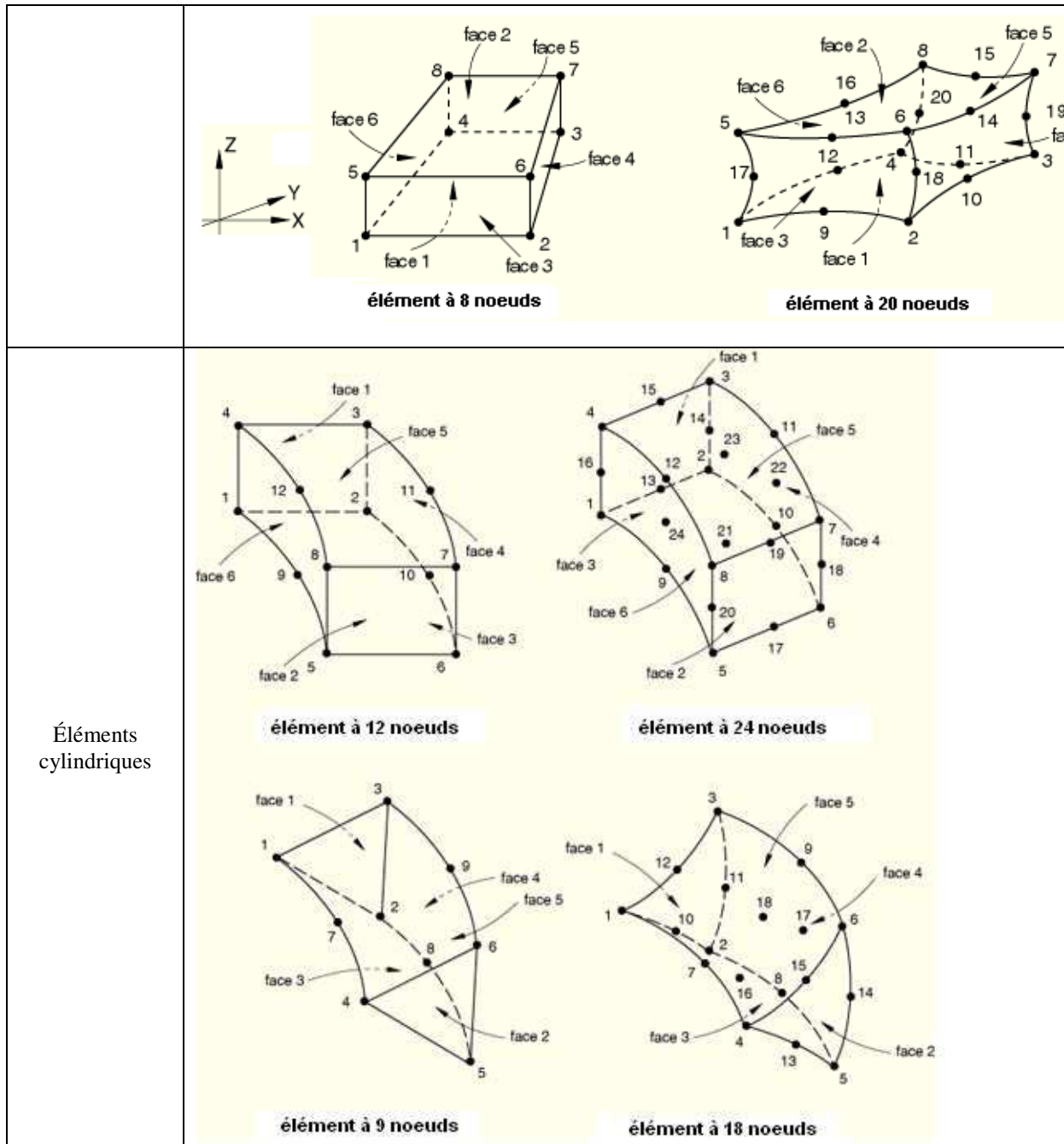
Les étapes 1, 2, 3, 4 et 5 sont souvent rassemblées sous le nom de *prétraitement*.

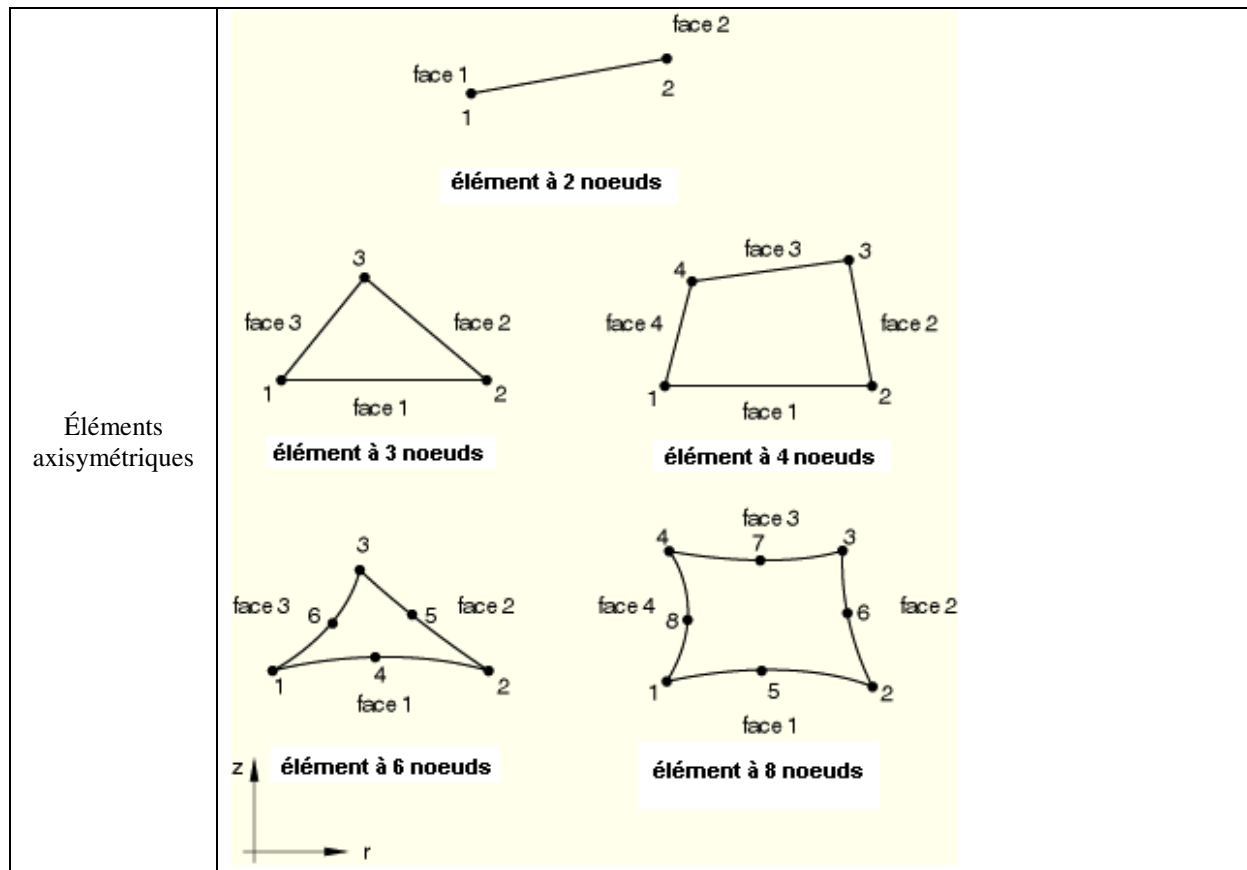
### III.2 Principaux types d'éléments

Les éléments les plus couramment utilisés dans les logiciels de calcul par éléments finis sont synthétisés dans le tableau ci-dessous (Abaqus user's guide 2006).

Tableau III. 1 : Synthèse des types d'éléments couramment utilisés (Abaqus user's guide 2006)

Types d'éléments	Schémas
Éléments 1D	
Éléments 2D	
Éléments 3D	





### III.3 Informations requises pour une modélisation par éléments finis

Les principes de la méthode des éléments finis étant rappelés, la réalisation d'une modélisation suppose connues les informations développées point par point dans ce qui suit (Mestat 2001).

- **la géométrie du milieu à modéliser (structures et terrains) et la reconnaissance des matériaux pour construire le maillage (par exemple, limites entre les couches)**

Le modèle construit du champ étudié est hexaédrique (cf. figure IV.5). Dans la phase de construction du maillage, le plus simple serait de créer directement le maillage géomécanique à partir du maillage de réservoir, qui est de type Volumes Finis. Il faut envisager une étape de conversion entre le maillage de réservoir en volumes finis et le maillage géomécanique en éléments finis (cf. annexe A).

Les éléments finis choisis sont du type 3D hexaédrique linéaire à 8 noeuds (Figure III.2) pour aboutir à un résultat rapide. Par rapport aux éléments quadratiques 3D du second ordre (20 noeuds), ce choix pourrait donner des résultats légèrement moins précis mais surtout il est moins coûteux en temps de calcul quand le modèle mécanique présente un très grand nombre de mailles.

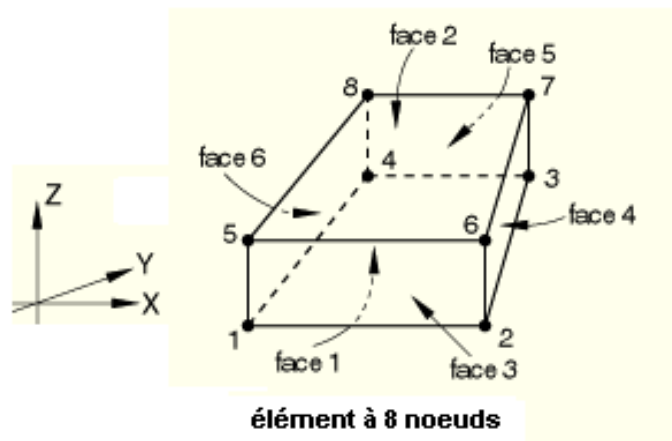


Figure III. 2 : Numérotation des noeuds constitutifs d'un élément fini linéaire à 8 noeuds dans Abaqus

- **les conditions aux limites du problème analysé**

Les conditions aux frontières sur l'inconnue traduisent une symétrie, un blocage ou une condition quelconque imposée sur une frontière du milieu équivalent. Les conditions limites classiques en déplacements consistent à bloquer les déplacements horizontaux des bords verticaux et les déplacements verticaux des bords horizontaux, excepté si le bord supérieur coïncide avec celui du terrain naturel.

La densité du maillage peut également dépendre de conditions aux limites imposées à l'intérieur du milieu équivalent. Par exemple, pour un problème de consolidation, une charge hydraulique imposée à une profondeur donnée dans un massif de sol nécessite de raffiner le maillage de part et d'autre de cette condition afin de bien la représenter dans le calcul.

Les conditions aux limites imposées au modèle étudié sont de type classique : les déplacements verticaux à la base et les déplacements horizontaux sur les faces latérales sont bloqués (cf. Figure V.10).

- **la détermination des conditions initiales (mécaniques et hydrauliques)**

L'état initial des contraintes et de la pression interstitielle dans un massif naturel constitue également une donnée importante pour le calcul. Cet état est difficile à déterminer car les contraintes initiales peuvent avoir des origines bien diverses :

- dans les massifs de sols raides ou de roches, ou encore dans les sols de grande profondeur, les contraintes initiales peuvent s'écarter notablement de l'état géostatique. En effet, elles sont liées à l'histoire géologique et l'orientation des contraintes principales peut être tout à fait quelconque.
- dans les sols de surface, il est raisonnable de supposer que les contraintes principales sont verticales et horizontales, et qu'elles sont dues au poids des terrains.

Faute de mesure *in situ* sur le cas étudié et en comparant avec les contraintes initiales *in situ* mesurées sur un champ à côté (Teufel, 1985), le chargement initial est dû au poids des terres et l'équilibre géostatique de la structure est vérifié (cf. paragraphe V.3.3). Nous admettons également que la contrainte effective horizontale est une proportion  $K_0$  (égale à 0.8) de la

contrainte effective verticale. Le coefficient  $K_0$  est appelé coefficient de pression des terres au repos. Son influence sur le calcul est importante : le choix d'une valeur supérieure ou inférieure à 1 peut inverser totalement l'allure des résultats numériques.

- **les chargements à appliquer**

Les sollicitations imposées à un modèle numérique sont principalement dues :

- aux forces volumiques permanentes (poids propre) ;
- à des chargements extérieurs liés aux travaux réalistes (surcharge, injection, précontrainte, forces de déconfinement dues à un creusement, etc.) ;
- à la représentation de phénomènes mécaniques par des chargements spécifiques (gonflement de certains sols, retrait du béton, écoulement d'un fluide, effet mécanique d'un champ de température, etc.) que l'on traite parfois comme des champs de forces volumiques imposées.

Le chargement du modèle étudié est lié à la dépressurisation du réservoir due à la production des hydrocarbures (cf. paragraphe V.3.1).

- **la loi de comportement pour chaque matériau et la détermination de ses paramètres**

Les matériaux du modèle sont les différents types de roches : les grès, les argiles et les charbons. Les matériaux sont considérés comme élastiques et isotropes et leur comportement est représenté par le module d'Young et le coefficient de Poisson en suivant la loi de Hooke (cf. paragraphe I.1.3).

- **les conditions d'interfaces entre les matériaux (interactions sol-structures)**

Toute modélisation mécanique réaliste d'une structure et de son environnement doit donc prendre en compte les éventuelles discontinuités (par exemple, une surface de glissement possible) et les comportements mécaniques des massifs de sols ou de roches impliquées dans l'interaction. Ce type de problème est appelé problème de « contact » entre des matériaux. Nous n'avons pas ce type de problème, le modèle construit pour représenter le champ A n'étant pas faillé.



## **CHAPITRE IV : METHODOLOGIE DE CONSTRUCTION DES MODELES GEOMECHANIQUES ET DE PRISE EN COMPTE DES INCERTITUDES SUR LES PARAMETRES D'ENTREE**

*La méthodologie de construction des modèles géomécaniques est présentée dans ce chapitre. Elle est composée de deux étapes principales : d'abord, la construction d'un cadre géométrique 3D s'appuyant sur la création de surfaces stratigraphiques avec des méthodes géostatistiques d'estimation contraintes par les données de puits et les données sismiques disponibles, suivie de leur maillage; puis, le remplissage des propriétés des cellules du modèle avec une approche de simulations géostatistiques 3D emboîtées.*

*Il s'agit ainsi de représenter les incertitudes portant sur les hétérogénéités présentes dans le réservoir, et tout particulièrement leur impact sur les propriétés mécaniques qui font partie des données d'entrée de la modélisation géomécanique. Il s'agit également de proposer une approche pour construire le modèle géomécanique qui permette de respecter plus étroitement les modèles géologiques et d'écoulement qui sont classiquement construits par les spécialistes en géosciences pétrolières. A la fin du chapitre, une discussion est menée sur la généralité de la méthodologie proposée, au-delà de sa mise en œuvre et des résultats spécifiques au champ A de Mer du Nord étudié.*

## IV.1 Introduction

Le travail de thèse s'appuie sur un champ réel en Mer du Nord, dénommé dans la suite "champ A". Il s'agit d'un jeu de données déjà exploité précédemment pour asseoir des tests et des démonstrations dans les domaines de la modélisation géologique, de l'interprétation sismique et de la simulation d'écoulement.

Le réservoir étudié appartient à la formation du Brent, une série marine à la base (sables de fan delta du Broom et sables de plage du Rannoch), évoluant vers des dépôts plus continentaux (fluvio-deltaïques) dans son milieu avec l'intervalle du Ness, un ensemble de chenaux plus ou moins "stackés" et inclus dans des argiles de plaine d'inondation, enfin un retour des influences marines avec les sables sommitaux de la formation du Tarbert.

Le champ A a été mis en production depuis déjà un certain temps, avec une chute de pression importante observée et des effets différentiels entre la partie plus continue des sables basaux et sommitaux et celle des sables très discontinus du Ness. Il s'agit donc d'un cas où l'on peut s'attendre à des effets mécaniques liés à la production non négligeables.

Nous avons construit un modèle 3D détaillé du champ A et de son environnement immédiat comprenant 122 843 mailles. Dans ce chapitre, la méthodologie de construction de ce modèle est présentée. Ce modèle permettra de prendre en compte les incertitudes des propriétés mécaniques, incertitudes elles-mêmes connectées aux incertitudes sur la répartition spatiale des lithofaciès et des propriétés pétrophysiques qui leur sont attachées.

## IV.2 Données disponibles pour la géomodélisation

### IV.2.1 Données bibliographiques

Les propriétés mécaniques des formations réservoir dans le secteur du champ A sont assez variables, d'après les données publiées. Le module d'Young statique est compris entre 1.24 GPa et 18.34 GPa pour le Brent, entre 5.447 GPa et 19.170 GPa pour le Statfjord, une formation sous-jacente qui peut également servir de réservoir dans ce secteur de la Mer du Nord ; le coefficient de Poisson statique varie entre 0.06 et 0.30 pour le Brent, entre 0.11 et 0.28 pour le Statfjord (Addis *et al.*, 2001). Dans la zone nord du Viking Graben, où se situe le champ A, la contrainte verticale, la contrainte horizontale majeure et la contrainte horizontale mineure au niveau du réservoir sont respectivement de l'ordre de  $\sigma_v = 90$  MPa,  $\sigma_H = 87$  MPa et  $\sigma_h = 77$  MPa (Teufel, 1985).

Tableau IV. 1 : Propriétés mécaniques des principales formations réservoir dans le secteur du champ A (Addis *et al.*, 2001)

Formations géologiques	Module d'Young E (en GPa)	Coefficient de Poisson $\nu$
Brent	1.24 – 18.34	0.06 – 0.30
Statfjord	5.447 – 19.170	0.11 – 0.28

## IV.2.2 Données de puits

La zone sélectionnée pour la modélisation géomécanique correspond au compartiment du Brent Est, du champ A. Neuf puits notés A2, A4, A9, AN1, AN2, AN3, AN9, AN14 et AN18 recoupent ce compartiment avec des informations diagraphiques « brutes » (gamma-ray, sonic, résistivité, porosité neutron, densité, etc.) ou interprétées (porosité effective, fraction argileuse, etc.) plus ou moins complètes, ainsi que des informations carottes pour certains puits. Ainsi, une analyse sédimentologique et séquentielle des carottes est disponible pour le puits AN2.

La lithologie du Brent pour ces puits (Figure IV.1) a été définie par une interprétation automatique des diagraphies par des méthodes statistiques de classification, en prenant comme puits d'apprentissage le puits AN2, ce qui permet d'étalonner les lithofaciès ainsi déterminés sur la description des carottes (Chereau, 2000). Les lithofaciès résultant de cette interprétation sont les suivants, avec leur code et leur couleur associés : 0 - grès propres (rouge), 1 - grès radioactifs (orange), 2 - grès micacés (jaune), 3 - grès argileux (rose), 4 - argiles silteuses (vert), 5 - argiles (bleu) et 6 - charbons (noir).

Sur le puits AN2, une analyse minéralogique à partir des carottes est également disponible, ainsi qu'une description pétrographique effectuée sur lames minces. Les minéraux distingués à partir des diagraphies, de l'analyse pétrographique et des rayons X en ce puits sont présentés dans le tableau IV.2. Les modules mécaniques indiqués pour les minéraux purs sont pris dans la littérature (Mavko *et al*, 1998), il s'agit plutôt de modules dynamiques. Les modules donnés pour la phase « argiles » estimée à partir des données diagraphiques (première ligne du tableau), laquelle n'est pas constituée d'un minéral pur, provienne d'une étude bibliographique sur les formations argileuses de Mer du Nord (Dvorkin et Nur, 1996). Il s'agit de valeurs non drainées. A signaler également que ces valeurs bibliographiques sont tout à fait cohérentes avec les valeurs approximatives que l'on déduit des vitesses acoustiques et de la densité. Sur le puits AN2, dans les formations argileuses « pures » saturées en eau présentes au sein du Brent ou dans sa couverture immédiate, à partir des vitesses P données par la diagraphie Sonic et d'une approximation simple des vitesses S (les données de vitesses S n'étant pas disponibles), on retrouve les modules dynamiques suivants : 20 GPa pour le module d'incompressibilité et 9 GPa pour le module de cisaillement.

En général, les différentes sources de données (diagraphies, analyse pétrographique des lames minces, analyses aux rayons X) sont cohérentes, en particulier en ce qui concerne les fractions volumiques des argiles, du quartz, des feldspaths et des carbonates (Figure IV.2). Nous constatons que la fraction volumique des argiles déduites des diagraphies est souvent supérieure à celle issue des données pétrographiques et de l'analyse aux rayons X. En effet, l'estimation de la teneur en argile à partir des diagraphies n'est pas la véritable teneur en argile, mais correspond plutôt à l'estimation de la fraction de particules fines, cette fraction étant composée de quartz à environ 40%.

L'estimation des propriétés mécaniques (cf. paragraphe IV.3.4.) s'appuiera également sur le puits AN2, pour lequel beaucoup d'informations sont disponibles : ce puits peut donc être qualifié de « puits de référence » pour l'ensemble de l'étude. Il servira également de support aux modélisations géomécaniques 1D qui seront présentées dans la première partie du chapitre V.

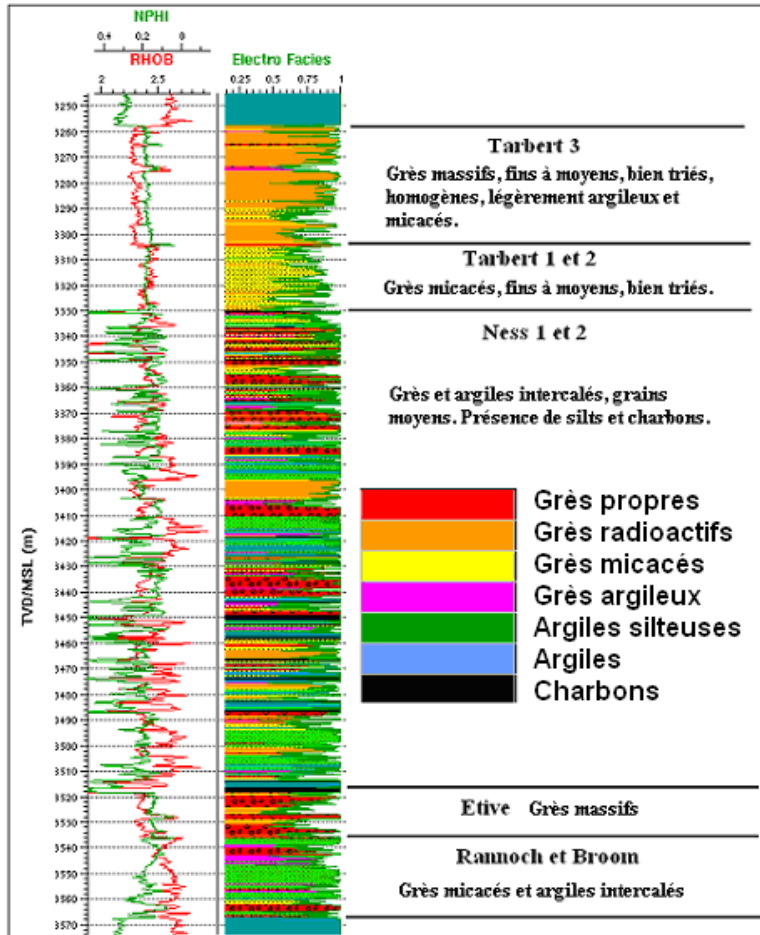


Figure IV. 1 : Section géologique typique du réservoir du Brent pour le champ A

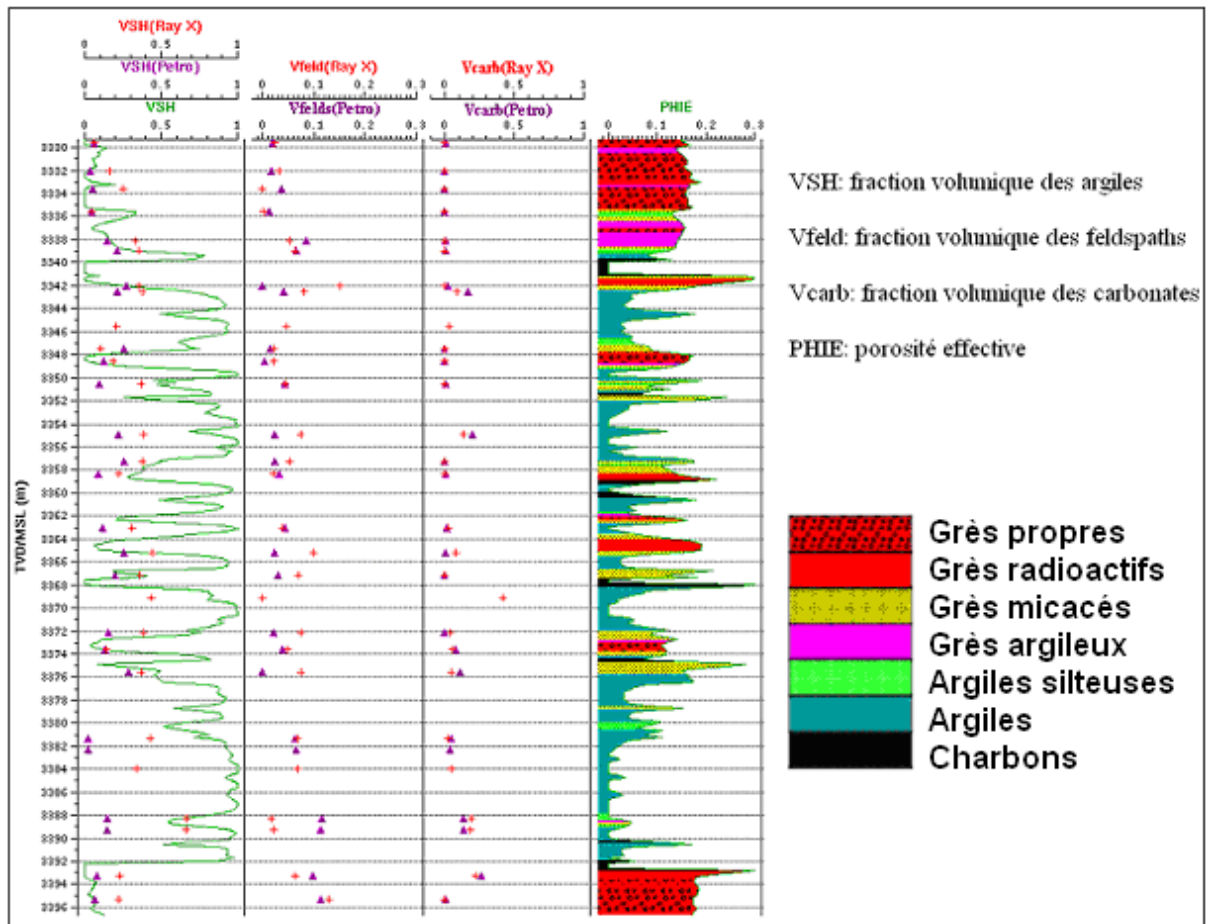


Figure IV. 2 : Comparaison de la composition des faciès dans le réservoir, à partir des différentes sources de données

Tableau IV. 2 : Minéraux distingués à partir des différentes sources de données

Type de données	Phases distinguées	Minéraux	Module d'incompressibilité (GPa)	Module de cisaillement (GPa)
Données Diagrammiques	Phase 1	"Argiles"	21	7
	Phase 2	Quartz	38	32
Données Pétrographiques	Phase 1	Argiles : Kaolinite principalement	1.454	1.367
	Phase 2	Quartz	38	32
	Phase 3	Feldspaths	53.6	27.1
	Phase 4	Carbonates	72.6	31.6
Données Rayons X	Phase 1	Kaolinite	1.454	1.367
	Phase 2	Illite	2.438	2.66
	Phase 3	Quartz	32	38
	Phase 4	Feldspath potassique	53.6	27.1
	Phase 5	Chlorite	68.811	45.44
	Phase 6	Plagioclases	75.6	25.6
	Phase 7	Carbonates (calcite+sidérite)	98.15	41.3
	Phase 8	Pyrite	147.4	132.5

En plus des neuf puits disponibles sur le compartiment étudié et cités précédemment, cinq puits en dehors de ce secteur seront aussi exploités, afin de définir la géométrie et la nature du recouvrement car ils possèdent quelques enregistrements diagraphiques remontant jusqu'à la surface : il s'agit des puits A1, A3, A4, A5 et A6.

### IV.2.3 Données sismiques

Les pointés sismiques ont été effectués sur la sismique 3D qui couvre le champ étudié. Ils sont associés aux horizons géologiques suivants : le fond de la mer, le toit du Paléocène, le toit du Crétacé, la discordance D40, le Turonien, le toit du Brent et le toit du Dunlin. Ces différentes surfaces interviendront dans la construction du modèle géométrique du champ A.

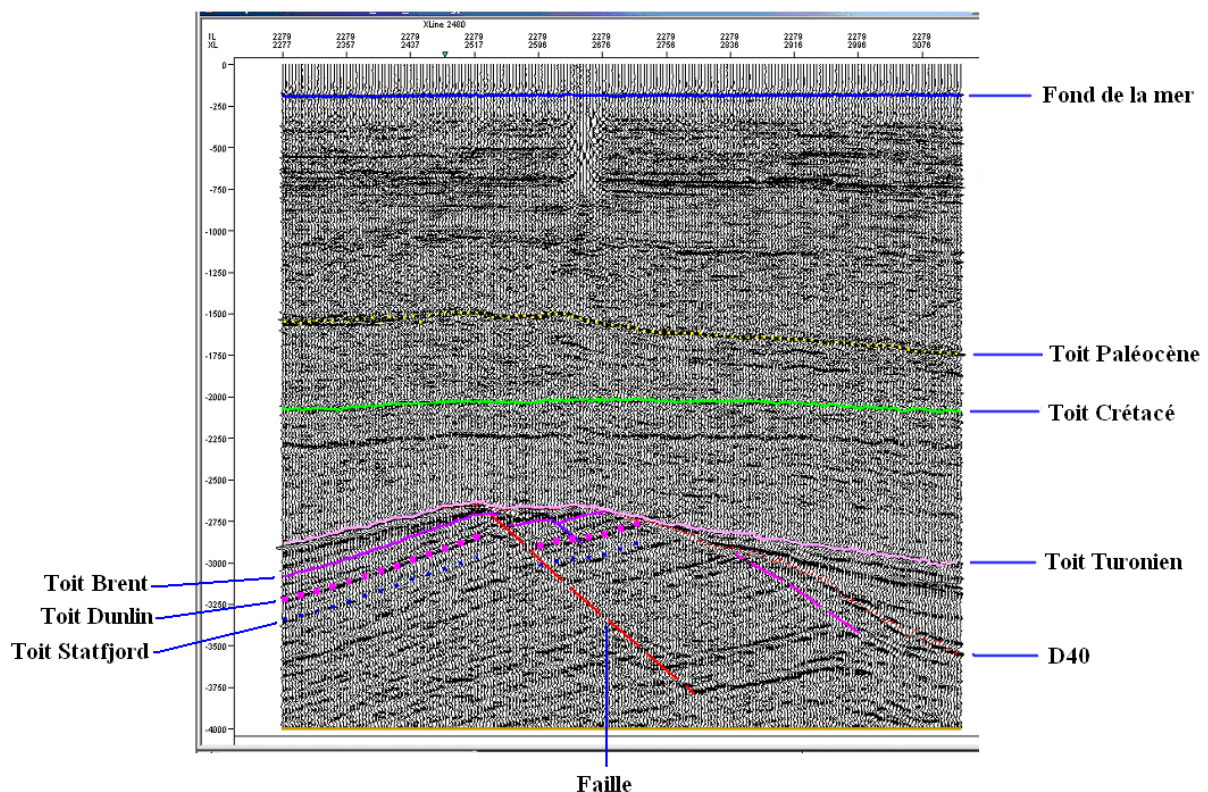


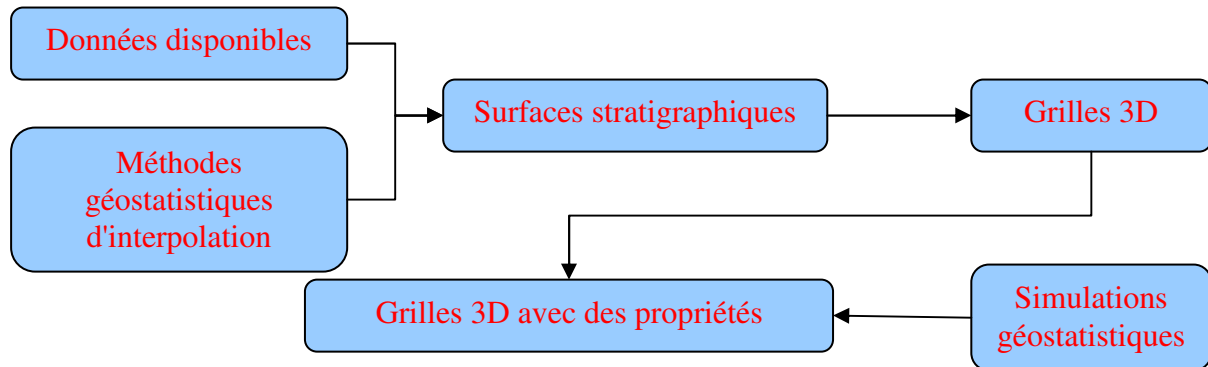
Figure IV. 3 : Surfaces sismiques pointées en temps double (milliseconde)

## IV.3 Construction du modèle 3D

### IV.3.1 Méthodologie

Les principales étapes de la méthodologie pour construire le modèle 3D sont synthétisées (Figure IV.4) ci-dessous. La méthodologie proposée va permettre la représentation des incertitudes (cf. paragraphe IV.4) en s'appuyant pour ce qui concerne le remplissage des propriétés du géomodèle sur des approches de simulations géostatistiques. La construction du modèle comprend deux étapes principales :

- tout d'abord l'élaboration d'un cadre géométrique 3D contraint par les marqueurs stratigraphiques aux puits des principales formations géologiques ainsi que par les pointés sismiques correspondants ; ce cadre géométrique servira de guide pour la construction des couches constitutives de chaque unité stratigraphique ;
- ensuite, l'ensemble des couches du modèle sera « maillé » et des propriétés seront attribuées à chaque cellule du géomodèle en faisant appel à des techniques de simulations géostatistiques.



**Figure IV. 4 : Principales étapes de la méthodologie pour construire le modèle 3D**

Les propriétés physiques des formations qui seront représentées ont été choisies afin de permettre que le modèle géomécanique soit contraint fortement par les modèles géologiques et pétrophysiques, de telle sorte que les hétérogénéités mécaniques qui impactent le comportement de la structure mécanique soient fidèles aux hétérogénéités géologiques qui les gouvernent en premier lieu. Nous avons donc décidé de représenter les lithologies, aussi appelés *lithofaciès*, les propriétés pétrophysiques usuelles (porosité effective, perméabilité, saturation), puis les propriétés mécaniques.

### IV.3.2 Géométrie

Le modèle géomécanique représentant le champ A est composé de quatre parties principales : la *couverture* (*overburden*), le *réservoir*, les *épontes latérales* (*sideburden*) et les *épontes inférieures* (*underburden*) (Figure IV.5).

La couverture comporte cinq unités (Figure IV.6), qui, par conséquent, s'appuient sur six surfaces stratigraphiques, lesquelles correspondent aux surfaces suivantes : fond de la mer, toit de l'Éocène, toit du Paléocène, toit du Paléocène inférieur, toit du Crétacé et toit du Brent. Les surfaces associées au toit du Turonien et à la discordance D40 ne sont pas considérées dans le découpage en grands ensembles lithologiques qui a été fait pour la couverture, ces deux horizons ne correspondant pas à des discontinuités lithologiques très importantes. Les cinq unités de la couverture sont homogènes d'un point de vue lithologique, la lithologie propre à chaque unité ayant été choisie suite à l'interprétation des quelques diagraphies disponibles jusqu'à la surface.

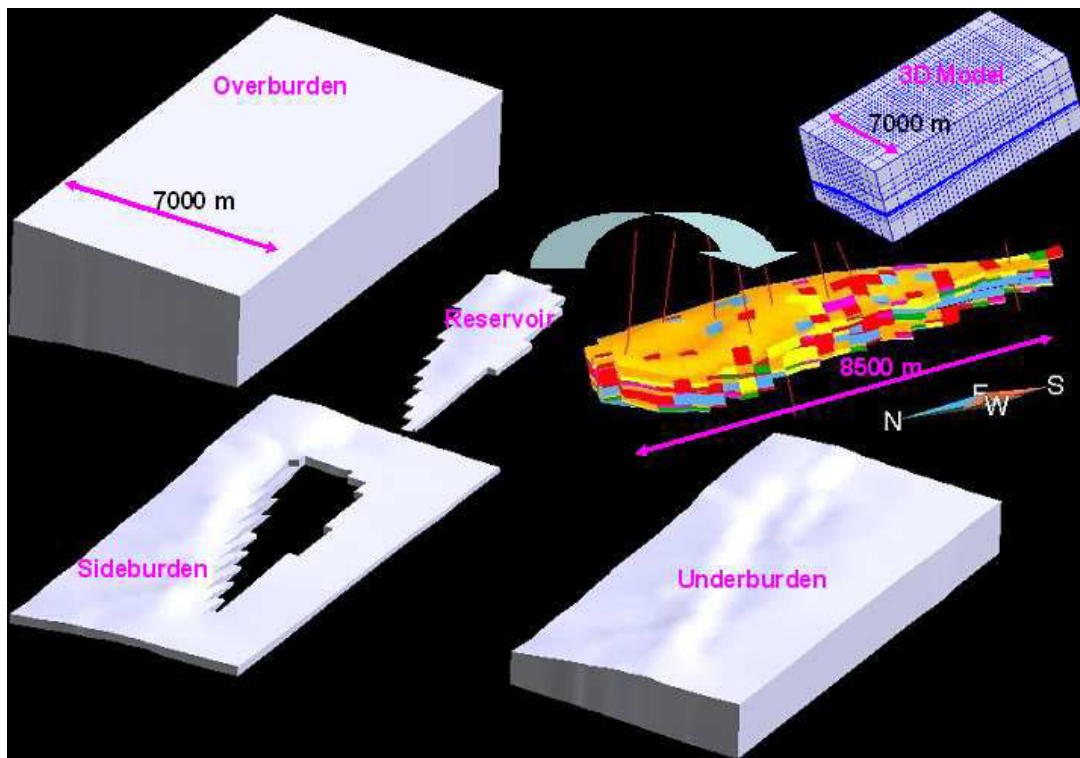


Figure IV. 5 : Géométrie du modèle mécanique



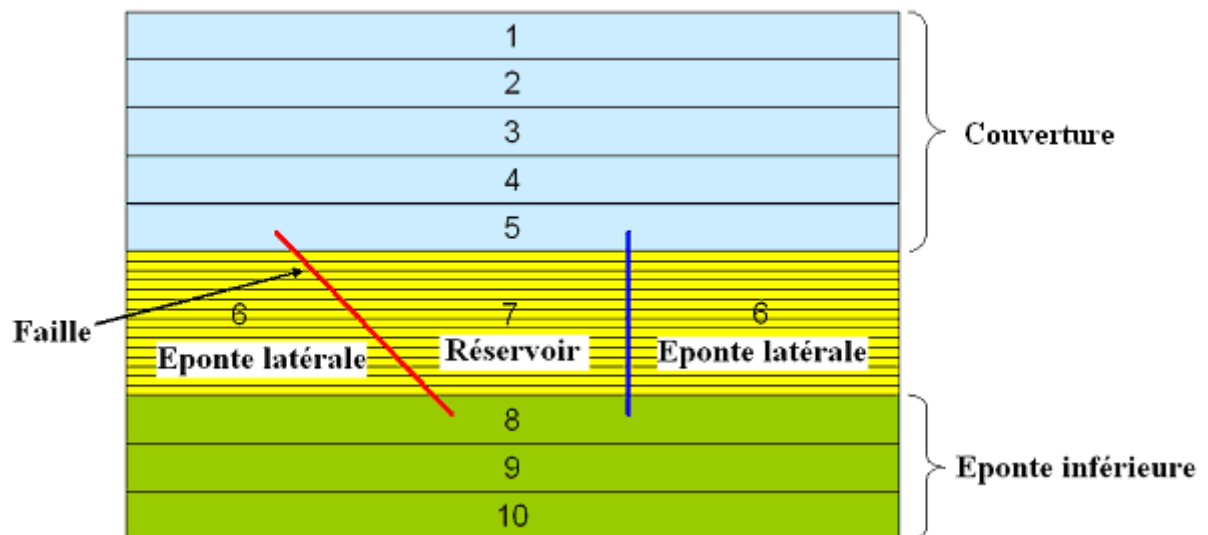


Figure IV. 6 : Unités du modèle

La zone du réservoir (unité n° 7) est divisée en quinze couches, qui respectent les limites stratigraphiques séquentielles. Toutefois, les quinze unités des épentes latérales (unité n° 6) ont été simplifiées en un seul faciès (le faciès dominant).

La zone des épentes inférieures comprend trois unités (unités n° 8, 9 et 10), qui seront considérées comme homogènes d'un point de vue lithologique.

Les différentes surfaces constituant les enveloppes externes des unités et des couches ont été construites en utilisant des marqueurs aux puits (Tableau IV.3, mise à jour mai 2007, P. Joseph, communication personnelle) et les pointés sismiques (Figure IV.3), et diverses techniques géostatistiques d'interpolation qui sont résumées dans le tableau IV.4.

**Tableau IV. 3 : Marqueurs aux puits (mise à jour mai 2007, P. Joseph, communication personnelle)**

<b>Puits</b>	<b>A1</b>	<b>A2</b>	<b>A3</b>	<b>A4</b>	<b>A5</b>	<b>A6</b>	<b>A9</b>	<b>AN1</b>	<b>AN2</b>	<b>AN3</b>	<b>AN9</b>	<b>AN14</b>	<b>AN18</b>
<b>Marqueurs</b>	TVDSS (m)	TVDSS (m)	TVDSS (m)	TVDSS (m)	TVDSS (m)	TVDSS (m)	TVDSS (m)	TVDSS (m)	TVDSS (m)	TVDSS (m)	TVDSS (m)	TVDSS (m)	TVDSS (m)
Fond de la mer	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130
Toit Eocène	1182	1255	1202	1213.5	1272	1196							
Toit Paléocène	1470	1532	1590	1487	1619	1535							
Toit Paléocène Inférieur	1873	1880	1889	1871	1872.5	1887							
Toit Crétacé	2129	2132	2159	2109	2120	2159							
Toit Brent		3176		3139			3226	3539.72	3179	3112	3684	3246	3151
Proportionnel (numérique)		3186		3147			3259.76	3550.36	3189	3122	3696.77	3256	3161
Proportionnel (numérique)		3197		3154			3266.76	3561.41	3199	3131	3709.55	3266	3171
MFS 6		3210		3162			3274.76	3572.71	3210	3141	3722.39	3277	3182
FS 5		3216		3168			3279.76	3578.85	3216	3150	3726.38	3282	3188
Toit Tarbert 2		3228		3177			3290.76	3587.51	3224	3163	3734.67	3292	3196
Toit Tarbert 1		3238		3191			3297.76	3609.6	3244	3180	3747.87	3316	3212
Toit Ness 2		3244		3202			3303.26	3613.01	3249	3185	3760.21	3319	3216
Proportionnel (numérique)		3272		3226			3317.26	3636.1	3274	3208	3786.86	3340	3234
Toit Ness 1		3300		3250			3331.26	3659.19	3299	3230	3813.5	3361	3264
Top fluvial braided belt		3335		3301			3370.76	3713	3328	3275	3875.83	3409	3314
Base fluvial braided belt		3340		3312			3374.76	3725.04	3336	3284	3887.4	3418	3325
Toit Etive		3398		3374			3424.76	3800.67	3394	3364			
Toit Rannoch		3412		3390			3439.76	3819.31	3410	3379			
Toit Broom		3434		3412			3463.76	3844.36	3434	3402			
Base Brent		3443		3418			3467.76	3850.77	3440	3408			

Tableau IV. 4 : Données disponibles et méthodes utilisées pour construire les surfaces

Surfaces	Marqueurs aux puits	Pointé sismique	Méthodes utilisées	Logiciels utilisés
Fond de la mer	x	x	Surface horizontale	Gocad
Toit Éocène	x		Discrete Smooth Method	Gocad
Toit Paléocène	x	x	Krigeage ou Cokrigeage colocalisé	Isatis
Toit Paléocène Inférieur	x		Krigeage	Isatis
Toit Crétacé	x	x	Krigeage	Isatis
Toit Brent	x	x	Extrapolation	Isatis
Surfaces Intra-réservoir	x		Krigeage avec dérive externe	Gocad
Toit Dunlin	x	x	Extrapolation	Gocad
Toit Statfjord			Parallèle avec Dunlin	Matlab
Toit Lunde			Parallèle avec Statfjord	Matlab
Base du Modèle			Surface horizontale	Matlab

Les couches constitutives du modèle 3D définies précédemment sont alors discrétisées à l'aide d'un maillage structuré d'épaisseur irrégulière (SGrid ou Stratigraphic Grid). La taille des cellules dans l'unité du réservoir est de 100 m × 100 m × l'épaisseur de chaque couche et de 300 m × 300 m × l'épaisseur de chaque couche dans les épontes. Au total, le modèle comprend ainsi  $49 \times 109 \times 23 = 122\ 843$  cellules.

### IV.3.3 Caractéristiques lithologiques et pétrophysiques

#### - Caractéristiques lithologiques

Les lithologies dominantes pour la couverture (unités 1 à 5, Figure IV.6) sont déduites des quelques enregistrements diagraphiques disponibles (sonic et/ou gamma-ray) et du "log de chantier" (Tableau IV.5). Les lithologies pour l'éponte inférieure (unités 8 à 10, Figure IV.6) sont déduites de publications portant sur la géologie du secteur et sont récapitulées dans le tableau IV.6 (Armour *et al.*, 2003).

Tableau IV. 5 : Lithologies pour les unités de couverture

Unité	Toit	Base	Lithologie
1	Fond de la mer	Toit Éocène	Grès
2	Toit Éocène	Toit Paléocène	Argiles et grès intercalés
3	Toit Paléocène	Toit Paléocène inférieur	Grès argileux
4	Toit Paléocène inférieur	Toit Crétacé	Argiles et grès intercalés
5	Toit Crétacé	Toit Brent	Argiles

Tableau IV. 6 : Lithologies pour les unités de l'éponte inférieure

Unité	Toit	Base	Lithologie
8	Toit Dunlin	Toit Statfjord	Argiles
9	Toit Statfjord	Toit Lunde	Grès
10	Toit Lunde	Base du modèle	Grès argileux

Pour des raisons de simplification, les épontes latérales (unité 6) sont remplies par un faciès unique à savoir les grès qui correspondent à la lithologie dominante du Brent sur le secteur.

En ce qui concerne les caractéristiques lithologiques des couches intra réservoir définies dans l'unité 7, nous nous appuyons sur les lithologies identifiées par l'analyse statistique des diagraphies aux puits en termes d'électrofaciès, lesquels ont ensuite été calés sur la description des carottes au niveau du puits de référence AN2 (Chereau, 2000).

La courbe de proportion verticale des lithofaciès (Figure IV.7) correspondant au réservoir (unité n° 7), calculée selon les quinze couches constitutives, montre que les grès radioactifs sont dominants dans la partie supérieure du réservoir alors que les lithofaciès sont beaucoup plus hétérogènes dans la partie inférieure du réservoir.

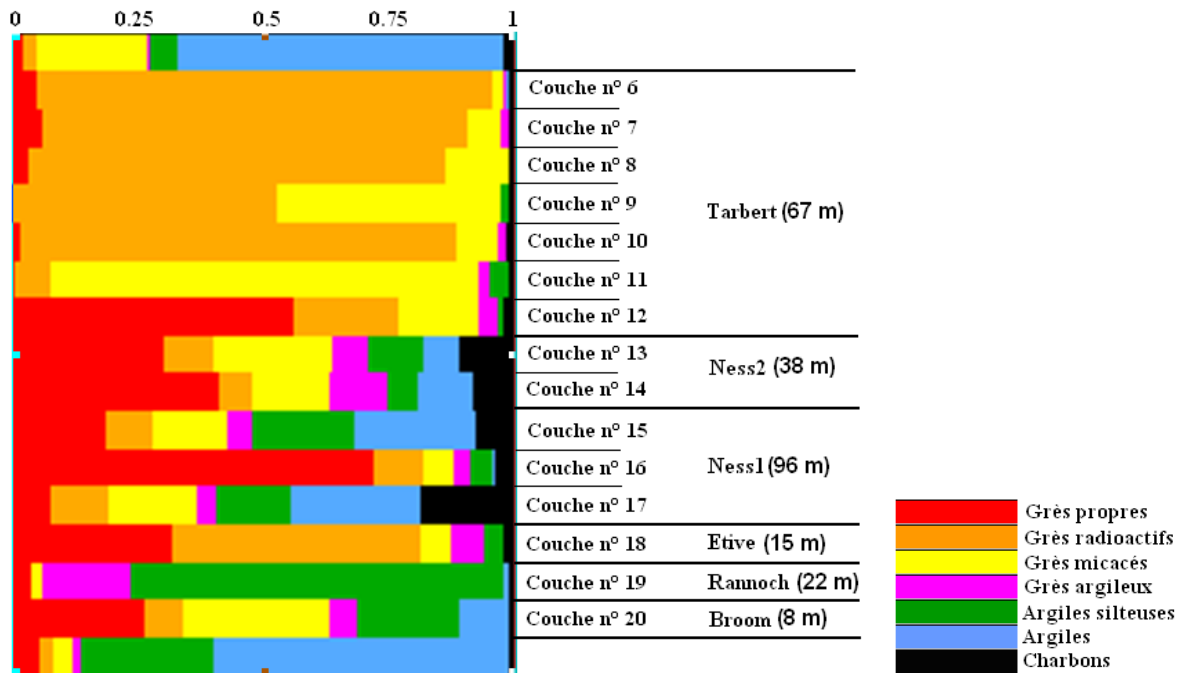


Figure IV. 7 : Courbe de proportion verticale des lithofaciès correspondant à quinze couches au niveau du réservoir

Les paramètres géostatistiques (Tableau IV.7) caractérisant les corrélations spatiales des lithofaciès au niveau du réservoir sont repris des travaux antérieurs effectués sur le champ A (B. Doligez, communication personnelle).

**Tableau IV. 7 : Caractéristiques géostatistiques des lithofaciès au niveau du réservoir (d'après Doligez – communication personnelle)**

Variogramme <sup>1</sup>		Tarbert (couches n°6 à 12)		Ness 2 (couches n°13 et 14)		Ness 1 (couches n°15 à 17)		Etive (couche n°18)		Rannoeh (couche n°19)		Broom (couche n°20)	
Grès propres (code 0)	Modèle	sphérique		sphérique		exponentiel		sphérique		sphérique		sphérique	
	Portée (m)	X	500	X	500	X	1000	X	500	X	500	X	500
		Y	500	Y	1500	Y	1000	Y	500	Y	500	Y	500
		Z	4	Z	4	Z	4	Z	4	Z	4	Z	4
	Palier <sup>2</sup>	Couche n°6	0.134	Couche n°13	0.205	Couche n°15	0.156	Couche n°18	0.178	Couche n°19	0.046	Couche n°20	0.164
		Couche n°7	0.177			Couche n°16	0.212						
		Couche n°8	0.078			Couche n°14	0.250						
		Couche n°9	0.028										
		Couche n°10	0.024										
		Couche n°11	0.082										
Couche n°12		0.247											
Grès radioactifs (code 1)	Modèle	sphérique		sphérique		exponentiel		sphérique		sphérique		sphérique	
	Portée (m)	X	500	X	500	X	1000	X	500	X	500	X	500
		Y	500	Y	1500	Y	1000	Y	500	Y	500	Y	500
		Z	5	Z	5	Z	5	Z	5	Z	5	Z	5
	Palier	Couche n°6	0.164	Couche n°13	0.153	Couche n°15	0.142	Couche n°18	0.248	Couche n°19	0.040	Couche n°20	0.149
		Couche n°7	0.177			Couche n°16	0.139						
		Couche n°8	0.175			Couche n°14	0.086						
		Couche n°9	0.240										
		Couche n°10	0.186										
		Couche n°11	0.074										
Couche n°12		0.143											
Grès micacés (code 2)	Modèle	sphérique		sphérique		exponentiel		sphérique		sphérique		sphérique	
	Portée (m)	X	500	X	500	X	1000	X	500	X	500	X	500
		Y	500	Y	1500	Y	1000	Y	500	Y	500	Y	500
		Z	5	Z	5	Z	5	Z	5	Z	5	Z	5
	Palier	Couche n°6	0.026	Couche n°13	0.204	Couche n°15	0.117	Couche n°18	0.085	Couche n°19	0.059	Couche n°20	0.144
		Couche n°7	0.067			Couche n°16	0.079						
		Couche n°8	0.097			Couche n°14	0.088						
		Couche n°9	0.249										
		Couche n°10	0.158										
		Couche n°11	0.185										
Couche n°12		0.181											
Grès argileux (code 3)	Modèle	sphérique		sphérique		exponentiel		sphérique		sphérique		sphérique	
	Portée (m)	X	500	X	500	X	1000	X	500	X	500	X	500
		Y	500	Y	1500	Y	1000	Y	500	Y	500	Y	500

<sup>1</sup> Variogrammes calculés sur les fonctions indicatrices des lithofaciès (c. à d.  $1_{\text{Grès}}(\mathbf{x}) = 1$  si  $\mathbf{x} \in$  grès 0 sinon).

<sup>2</sup> Le palier  $\sigma^2$ , sans unité, est égal à  $\sigma^2 = p(1-p)$  où  $p$  est la proportion du faciès étudié (ex. Le palier (= 0.134) de la couche 6 des grès propres (code 0) indique que la proportion des grès propres est égale à 16% [car  $0.16 \cdot 0.84 = 0.134$ ], valeur proche de la proportion observée 16.6%).

		Z	1.5	Z	1.5	Z	1.5	Z	1.5	Z	1.5	Z	1.5
	Palier	Couche n°6	0.015	Couche n°13	0.096	Couche n°15	0.000	Couche n°18	0.06	Couche n°19	0.129	Couche n°20	0.079
		Couche n°7	0.058										
		Couche n°8	0.028										
		Couche n°9	0.023	Couche n°14	0.122	Couche n°16	0.002						
		Couche n°10	0.010			Couche n°17	0.020						
		Couche n°11	0.049										
		Couche n°12	0.088										
Argiles silteuses (code 4)	Modèle	sphérique		exponentiel		exponentiel		sphérique		sphérique		sphérique	
	Portée (m)	X	500	X	1000	X	1000	X	500	X	500	X	500
		Y	500	Y	1000	Y	1000	Y	500	Y	500	Y	500
		Z	5	Z	5	Z	5	Z	5	Z	5	Z	5
	Palier	Couche n°6	0.006	Couche n°13	0.061	Couche n°15	0.137	Couche n°18	0.048	Couche n°19	0.217	Couche n°20	0.187
		Couche n°7	0.003										
		Couche n°8	0.000										
		Couche n°9	0.018	Couche n°14	0.066	Couche n°16	0.000						
		Couche n°10	0.000			Couche n°17	0.085						
		Couche n°11	0.019										
Couche n°12		0.038											
Argiles (code 5)	Modèle	sphérique		exponentiel		exponentiel		sphérique		sphérique		sphérique	
	Portée (m)	X	500	X	1000	X	1000	X	500	X	500	X	500
		Y	500	Y	1000	Y	1000	Y	500	Y	500	Y	500
		Z	5	Z	5	Z	5	Z	5	Z	5	Z	5
	Palier	Couche n°6	0.000	Couche n°13	0.062	Couche n°15	0.223	Couche n°18	0.011	Couche n°19	0.011	Couche n°20	0.092
		Couche n°7	0.000										
		Couche n°8	0.000										
		Couche n°9	0.000	Couche n°14	0.101	Couche n°16	0.046						
		Couche n°10	0.016			Couche n°17	0.216						
		Couche n°11	0.004										
Couche n°12		0.004											
Charbons (code 6)	Modèle	sphérique		exponentiel		exponentiel		sphérique		sphérique		sphérique	
	Portée (m)	X	500	X	1000	X	1000	X	500	X	500	X	500
		Y	500	Y	1000	Y	1000	Y	500	Y	500	Y	500
		Z	1	Z	1	Z	1	Z	1	Z	1	Z	1
	Palier	Couche n°6	0.000	Couche n°13	0.000	Couche n°15	0.000	Couche n°18	0.000	Couche n°19	0.000	Couche n°20	0.000
		Couche n°7	0.000										
		Couche n°8	0.000										
		Couche n°9	0.000	Couche n°14	0.000	Couche n°16	0.000						
		Couche n°10	0.000			Couche n°17	0.120						
		Couche n°11	0.000										
Couche n°12		0.000											

Les proportions globales des lithofaciès sont présentées dans le tableau IV.8.

**Tableau IV. 8 : Proportions globales des lithofaciès au niveau du réservoir**

Lithofaciès	Proportions (%)
Grès propres	21
Grès radioactifs	35
Grès micacés	21
Grès argileux	5
Argiles silteuses	10
Argiles	7
Charbons	1

**- Caractéristiques pétrophysiques**

Nous considérons qu'il n'y a pas de déplacement de fluides dans les unités constitutives de la couverture et des épontes inférieures et latérales du géomodèle. La porosité effective et la saturation en eau dans ces régions du géomodèle sont égales respectivement à 0 et 1.

Pour la zone du réservoir, nous avons étudié les mesures laboratoire disponibles, effectuées à partir des carottes, ainsi que les porosités effectives et les saturations en eau issues des diagraphies. Pour la saturation, la position du contact huile / eau, qui se situe à la profondeur de 3 231 m en TVDSS (True Vertical Depth Subsea), a été prise en compte. Les distributions de porosité et de saturation obtenues sont récapitulées dans le tableau IV.9. Une hypothèse simple pour l'habillage pétrophysique a été retenue, à savoir que ce sont les hétérogénéités lithologiques qui contrôlent principalement les hétérogénéités en porosité.

**Tableau IV. 9 : Lois statistiques pour les porosités effectives et les saturations en eau dans le réservoir**

Lithologies	Porosité effective	Saturation en eau au-dessus du contact	Saturation en eau en-dessous du contact
<b>Grès propres</b>	Loi de Gauss (0.166, 0.030)	Loi de Gauss (0.106, 0.069)	Constante, égale à 1
<b>Grès radioactifs</b>	Loi de Gauss (0.224, 0.039)	Loi de Gauss (0.078, 0.031)	
<b>Grès micacés</b>	Loi de Gauss (0.169, 0.050)	Loi de Gauss (0.252, 0.133)	
<b>Grès argileux</b>	Loi de Gauss (0.128, 0.037)	Loi de Gauss (0.645, 0.091)	
<b>Argiles silteuses</b>	Loi de Gauss (0.083, 0.040)	Constante, égale à 0,93	
<b>Argiles</b>	Loi de Gauss (0.021, 0.034)	Constante, égale à 1	
<b>Charbons</b>	Constante, égale à 0	Constante, égale à 1	

Les perméabilités sont déduites des porosités, en appliquant les lois Porosité - Perméabilité utilisées dans des travaux antérieurs (Tableau IV.10). Les directions x, y, z représentent respectivement les orientations Est-Ouest, Nord-Sud, et verticale.

**Tableau IV. 10 : Lois Porosité - Perméabilité pour chaque couche du réservoir**

Formations	Couches	K (mD)	Kx (mD)	Ky (mD)	Kz (mD)
<b>Tarbert</b>	6	Si $\phi < 0,2$ $K = 5,6 \cdot 10^{-3} \exp(55,9 \cdot \phi)$ Si $\phi > 0,2$ $K = 10,24 \exp(18,33 \cdot \phi)$ (avec $\phi$ en fraction et K en milli-Darcy)	3K	K/3	K/10
	7		3K	K/3	K/10
	8		3K	K/3	K/10
	9		3K	K/3	K/100
	10		3K	K/3	K/10
	11		3K	K/3	K/10
<b>Ness</b>	12		3K	K/3	K/100
	13		K/10	10K	K/1000
	14		K/10	10K	K/1000
	15		K/10	10K	K/1000
	16		K/10	10K	K/100
<b>Etive</b>	17		K/10	10K	K/10000
	18	3K	K/3	K/10	
	<b>Rannoch</b>	19	3K	K/3	K/10
	<b>Broom</b>	20	3K	K/3	K/10



### IV.3.4 Attribution des propriétés mécaniques

#### - Pour la couverture et les épontes

Les propriétés mécaniques dynamiques du recouvrement et des épontes inférieures sont calculées à partir des vitesses P et des vitesses S estimées, et des densités de la roche. Comme aucun enregistrement de Sonic en ondes S n'est disponible sur les puits étudiés, les vitesses S ont été estimées à partir des vitesses P avec des formules empiriques dépendant de la lithologie (Castagna *et al.*, 1985 ; Castagna *et al.*, 1993). Les propriétés mécaniques statiques sont ensuite obtenues en appliquant l'équation IV.1.

$$E_{stat-dry} = 0.4145 \times E_{dyn-dry} - 1.0595 \quad (IV.1)$$

$E_{stat-dry}$  - module d'Young statique drainé de la roche (en GPa)

$E_{dyn-dry}$  - module d'Young dynamique drainé de la roche (en GPa)

Cette relation permettant le passage du module dynamique au module statique correspond à celle proposée par Wang (2000) pour le cas de lithologies plutôt "tendres", cette classification reposant principalement sur un seuil du module d'Young statique (inférieur à 15 GPa). Dans le cas du Brent du champ A, les valeurs publiées (Addis *et al.*, 2001) semblent confirmer ce choix. Dans le cas de roches "dures" (module d'Young statique supérieur à 15 GPa), la relation dynamique / statique est la suivante :

$$E_{stat-dry} = 1.1530 \times E_{dyn-dry} - 15.1970 \quad (IV.2)$$

Les coefficients de Poisson dynamique et statique sont considérés comme identiques dans le cas d'étude sur le champ A : en effet, les coefficients de Poisson dynamique et statique ne sont pas très différents sous une pression élevée d'après un certain nombre de publications analysées (King, 1969), et les valeurs dynamiques trouvées, sont cohérentes avec les valeurs publiées sur la zone et pour ce type de formations.

#### - Au niveau du réservoir

Pour la zone du réservoir, tout d'abord, les propriétés mécaniques au niveau du puits de référence AN2 ont été estimées à partir des données diagraphiques, pétrographiques et de rayons X avec deux approches indirectes : une première *approche indirecte*, appelée n° 1 par la suite, s'appuie sur les vitesses P et S ainsi que les densités de la roche et une seconde *approche indirecte*, intitulée n° 2, s'appuie sur la description de la roche en termes de matrice et de pores. Il faut rappeler que des mesures directes des modules sur échantillons de roches au laboratoire ne sont pas disponibles sur ce champ, ce qui aurait pu permettre de caler de façon plus précise les estimations par les approches indirectes utilisées.

Les principales étapes de l'approche indirecte n° 1 peuvent être synthétisées dans le diagramme IV.8 : les modules d'incompressibilité non drainés (saturés) et de cisaillement dynamiques de la roche sont d'abord calculés à partir des vitesses P et S et des densités avec les relations classiques en supposant que la roche et tous ses constituants sont élastiques; l'équation de Gassmann (Gassmann 1951, Biot 1956) est ensuite appliquée pour passer des propriétés non drainées aux propriétés drainées; enfin, les équations empiriques proposées par Wang (2000) sont appliquées pour le passage des modules dynamiques aux modules statiques.

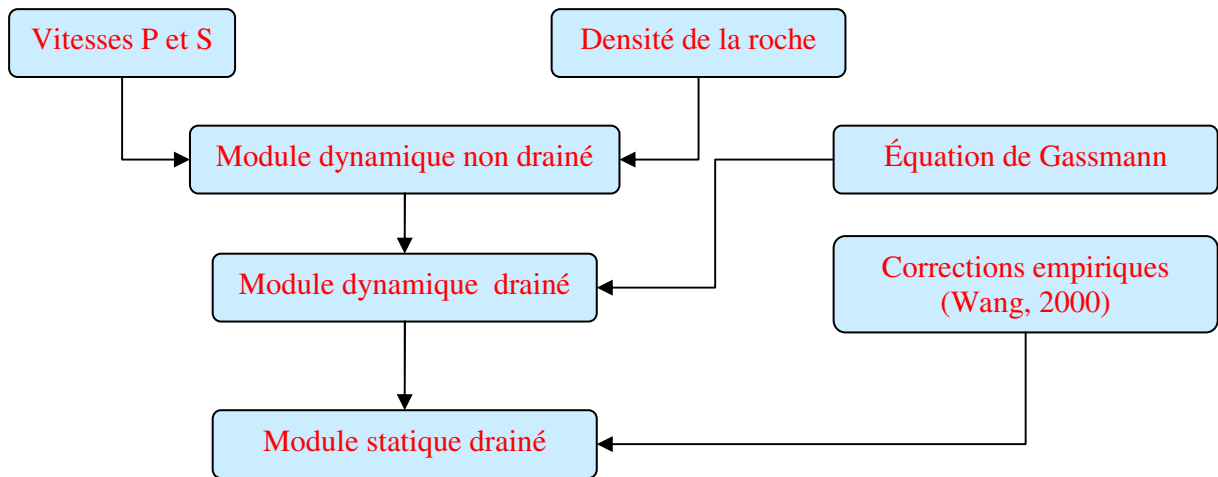


Figure IV. 8 : Étapes principales de l'approche indirecte n° 1

Les principales étapes de l'approche indirecte n° 2 sont les suivantes : premièrement, des méthodes d'homogénéisation (méthode de Hashin-Shtrikman, cf. Hashin-Shtrikman 1962, 1963, Berryman 1995) sont appliquées pour estimer les modules effectifs de la matrice (c. à d. de la partie solide sans prendre en compte les pores) à partir de la composition minéralogique de la roche, en supposant que la roche et tous ses constituants sont élastiques, isotropes et linéaires; ensuite, les méthodes d'homogénéisation sont appliquées une deuxième fois, entre la matrice et les pores qui contiennent des fluides, pour estimer les modules de la roche.

Le point important de cette méthodologie est de considérer la seule borne supérieure des modules de la roche, calculable par les méthodes d'homogénéisation, laquelle correspond à un assemblage matrice / pores pour lequel le squelette porteur est la matrice. En effet, la borne inférieure qui correspond à un assemblage pour lequel le fluide porte les grains de la matrice n'a pas de sens physique dans le cas étudié, puisque, compte tenu des porosités observées dans le réservoir et de la structure des formations, il est évident que c'est toujours la matrice solide qui soutient la roche (la suspension des grains dans un fluide n'est pas réaliste dans ce cas).

Cette approche indirecte, n° 2, peut être synthétisée par le diagramme ci-dessous :

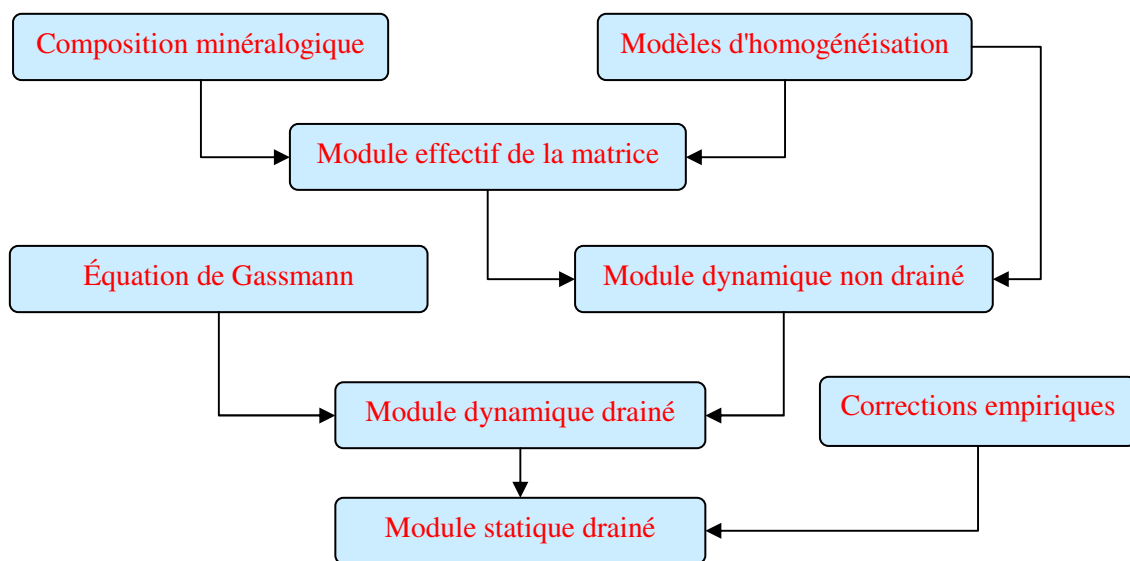


Figure IV. 9 : Principales étapes de l'approche indirecte n° 2

Les détails de ces deux approches et leur mise en œuvre sont décrits dans le rapport interne "Prise en compte des incertitudes dans la modélisation géomécanique des réservoirs : premiers résultats" (Hu, 2008). Nous avons montré dans cette étude détaillée que les deux approches conduisent à des résultats très cohérents. Aucune mesure de vitesses  $S$  n'étant disponible au niveau du réservoir, nous avons préféré privilégier l'approche indirecte n° 2 dans la suite de ce travail. En effet, l'approche indirecte, n° 1, ne peut être mise en œuvre qu'avec des valeurs estimées de vitesses  $S$ , ce qui limite un peu son intérêt dans ce cas particulier.

Nous avons décidé de tester deux modèles géomécaniques différents au niveau du réservoir afin d'asseoir de façon plus large les conclusions : un *modèle avec des propriétés mécaniques peu contrastées* et un *modèle avec des propriétés mécaniques contrastées* tout en restant cependant réaliste. Le premier cas correspond à un impact limité des hétérogénéités lithologiques sur les propriétés mécaniques des couches, tandis que le second cas correspond à une situation où les hétérogénéités lithologiques auront un impact plus marqué sur les caractéristiques mécaniques, puisque les propriétés mécaniques varieront beaucoup d'un lithofaciès à un autre.

- Le modèle avec des propriétés mécaniques peu contrastées est très fidèle au cas du champ A. Le module dynamique non drainé de la roche est calculé à partir de la porosité et de la *moyenne* des bornes inférieure et supérieure du module effectif de la matrice. Le module non drainé ainsi obtenu est ensuite corrigé avec l'équation de Gassmann. Ensuite, une seule relation entre les modules dynamique / statique (équation IV.1) correspondant aux roches "tendres" (module d'Young statique inférieur à 15 GPa) est appliquée pour tous les lithofaciès présents dans le réservoir.
- Le modèle avec des propriétés mécaniques contrastées, tout en correspondant à l'environnement sédimentaire du Brent sur le champ A, représente un cas, tout aussi réaliste que le précédent, mais pour lequel les grès sont relativement "tendres" mécaniquement par opposition à des argiles plus "raides". Pour ce cas, le module dynamique non drainé des grès est calculé à partir de la porosité et de la borne *inférieure* du module effectif de la matrice. Celui des argiles est calculé à partir de la porosité et de la borne *supérieure* du module effectif de la matrice. Ensuite, la relation pour les roches "tendres" entre module dynamique et module statique (module d'Young statique inférieur à 15 GPa, équation IV.1) est appliquée pour les grès et la relation équivalente pour les roches "dures" (module d'Young statique supérieur à 15 GPa, équation IV.2) est appliquée aux argiles.

#### ➤ Cas du modèle avec des propriétés mécaniques peu contrastées

A partir des données du puits de référence AN2 et de la synthèse des résultats des diverses approches testées pour estimer les modules mécaniques, les histogrammes des modules d'incompressibilité statiques drainés par lithofaciès ont été estimés (Figure IV.10), ainsi que les relations entre le module d'incompressibilité drainé statique et la porosité effective (Figure IV.11). Des corrélations négatives entre ces deux paramètres apparaissent, en particulier pour les grès propres, les grès radioactifs, les grès micacés et les argiles. Pour les grès argileux et les charbons, les corrélations ne sont pas identifiables suite au petit nombre de points disponibles.

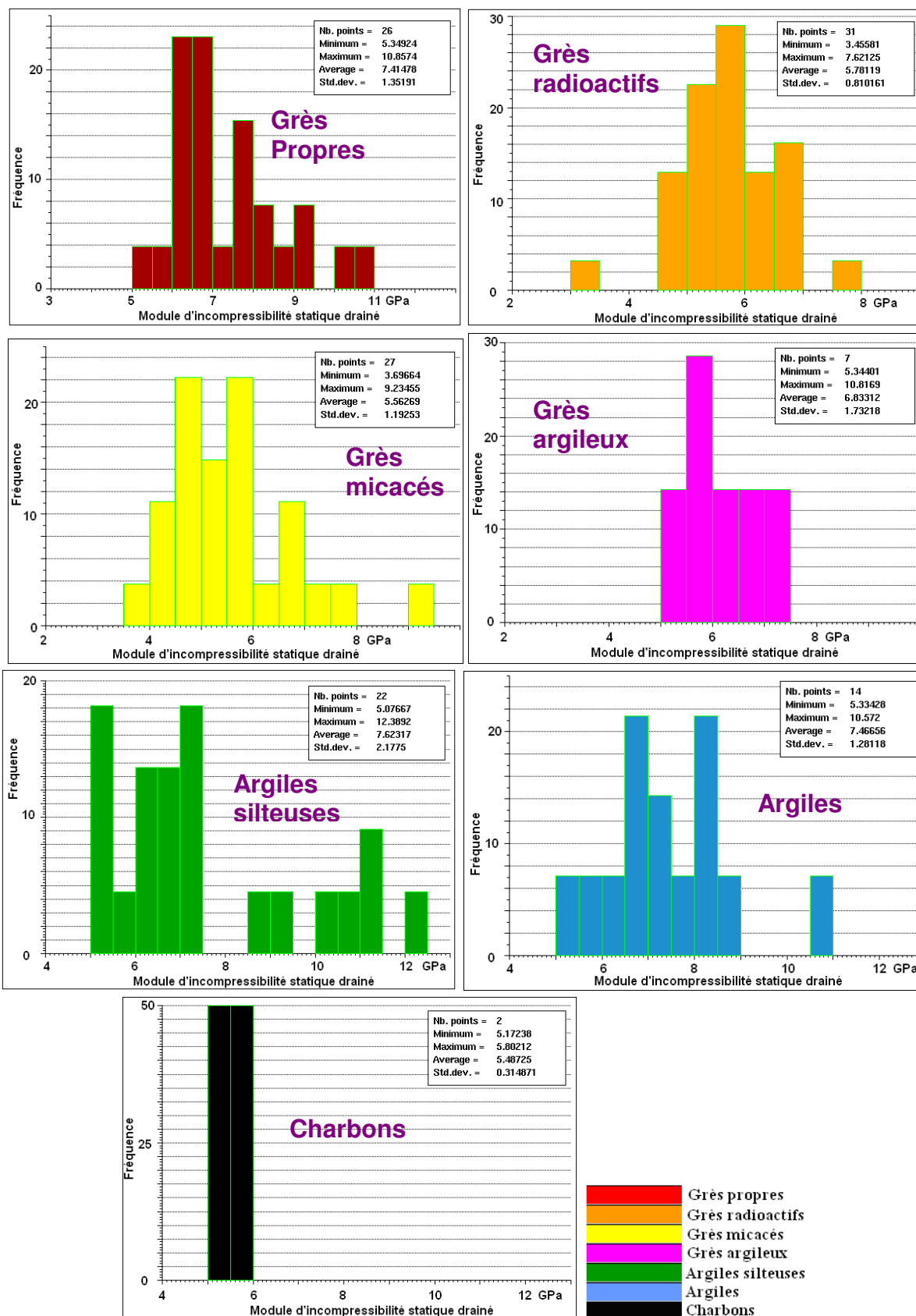


Figure IV. 10 : Histogrammes des modules d'incompressibilité drainés statiques par lithofaciés dans le cas du modèle avec des propriétés mécaniques peu contrastées

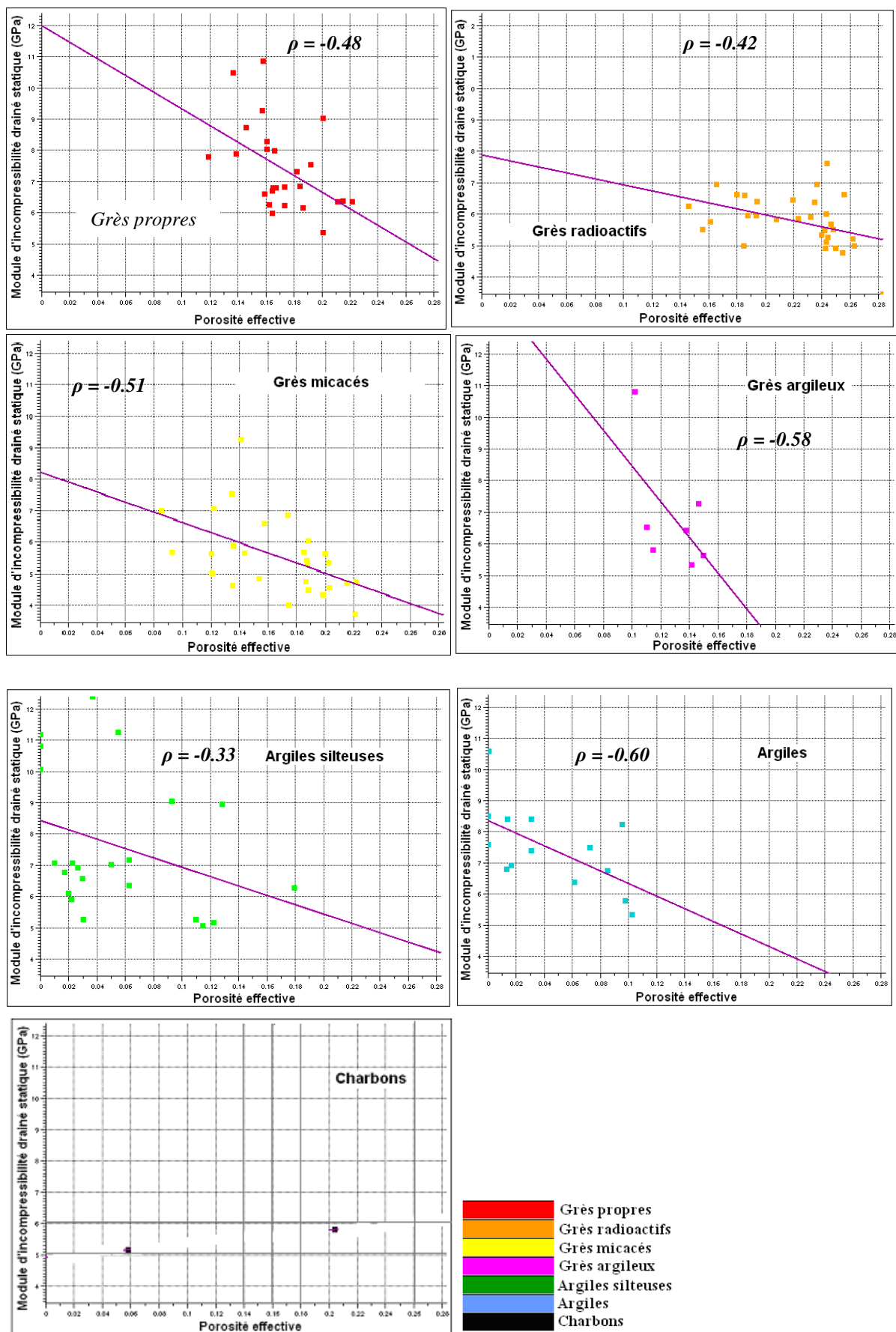


Figure IV. 11 : Diagrammes croisés entre le module d'incompressibilité drainé statique et la porosité effective par lithofaciés dans le cas du modèle avec des propriétés mécaniques peu contrastées

Le diagramme croisé (Figure IV.12) entre le module d'incompressibilité drainé statique et le module de cisaillement statique montre une forte corrélation linéaire entre ces deux paramètres, tous lithofaciès confondus. Cette corrélation n'est en rien une généralité car, de façon la plus courante, le module de cisaillement est relativement indépendant du module d'incompressibilité. La corrélation existante sur les modules mécaniques estimés au puits de référence AN2 peut s'expliquer à la fois par une spécificité propre aux formations rencontrées ainsi que par l'approche mise en œuvre pour l'estimation des modules. Nous exploiterons cette corrélation pour la génération des modules de cisaillement à partir des modules d'incompressibilité. Cependant, il est clair que cette spécificité, qui est exploitée ici pour le réservoir du champ A, ne retire rien à la généralité de la méthodologie de représentation des incertitudes qui est présentée et discutée dans la suite de ce chapitre.

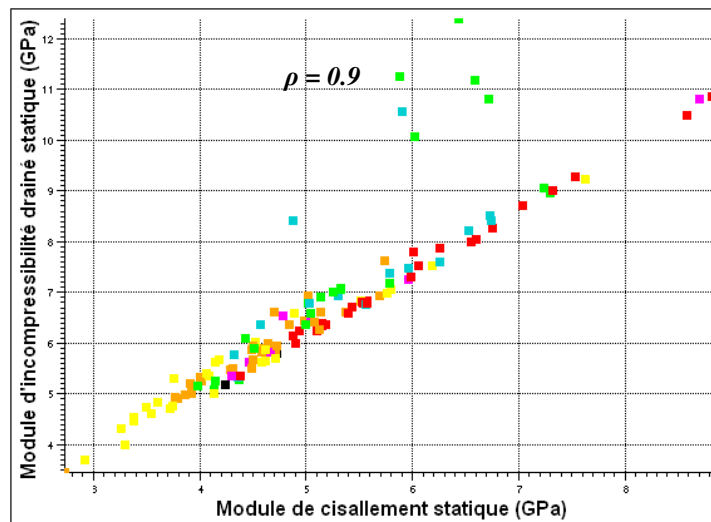


Figure IV. 12 : Diagramme croisé entre le module d'incompressibilité drainé statique et le module de cisaillement statique dans le cas du modèle avec des propriétés mécaniques peu contrastées

Les caractéristiques utilisées ultérieurement pour attribuer les propriétés mécaniques statiques au niveau du réservoir sont résumées dans le tableau IV.11. Le module d'incompressibilité sera déduit de la porosité effective pour les grès propres, les grès radioactifs, les grès micacés et les argiles avec une relation spécifique à chaque faciès ; il sera tiré aléatoirement dans une loi de Gauss spécifique pour les grès argileux, les argiles silteuses et les charbons. En ce qui concerne le module de cisaillement, il sera déduit du module d'incompressibilité précédemment généré par une relation linéaire.

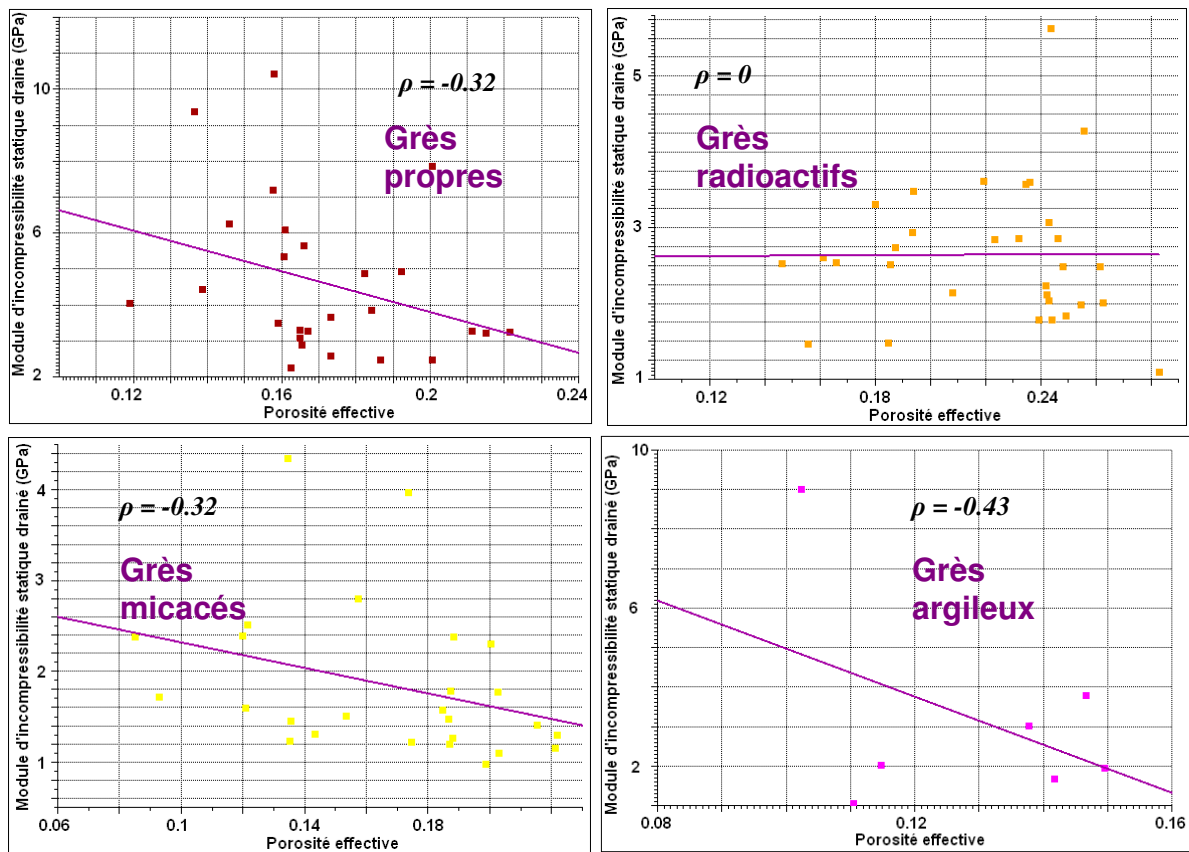
Tableau IV. 11 : Caractéristiques des propriétés mécaniques statiques au niveau du réservoir dans le cas du modèle avec des propriétés mécaniques peu contrastées

Faciès	Kstat (GPa)	Gstat (GPa)
Grès propres	$K_{stat} = -26,6393 \times \emptyset + 11,9923$	$G_{stat} = 0,836286 \times K_{stat} - 0,303923$
Grès radioactifs	$K_{stat} = -9,5006 \times \emptyset + 7,88586$	
Grès micacés	$K_{stat} = -16,1179 \times \emptyset + 8,23433$	
Grès argileux	Loi de Gauss (6,83, 1,73)	
Argiles silteuses	Loi de Gauss (7,62, 2,18)	
Argiles	$K_{stat} = -20,2583 \times \emptyset + 8,36291$	
Charbons	Loi de Gauss (5,49, 0,31)	

➤ Cas du modèle avec des propriétés mécaniques contrastées

Dans le cas du modèle avec des propriétés mécaniques contrastées, les relations entre le module d'incompressibilité statique drainé estimé et la porosité effective sont présentées sur la figure IV.13. Pour les grès argileux et les charbons, l'analyse est limitée suite au faible nombre de points disponibles. Dans le cas des argiles silteuses, le coefficient de corrélation est assez fort ( $\rho = -0.52$ ), mais le nuage de points est plutôt dispersé.

Le diagramme croisé (Figure IV.14) entre le module d'incompressibilité drainé statique et le module de cisaillement statique montre, là encore, de fortes corrélations linéaires entre ces deux modules, mais cette fois-ci avec des tendances qui sont différentes pour le cas des grès (lithologies 0, 1, 2 et 3 confondues) et celui des argiles (lithologies 4, 5 et 6 confondues). Les caractéristiques utilisées pour représenter les propriétés mécaniques statiques au niveau du réservoir dans le cas du modèle avec des propriétés mécaniques, contrastées sont résumées dans le tableau IV.12.



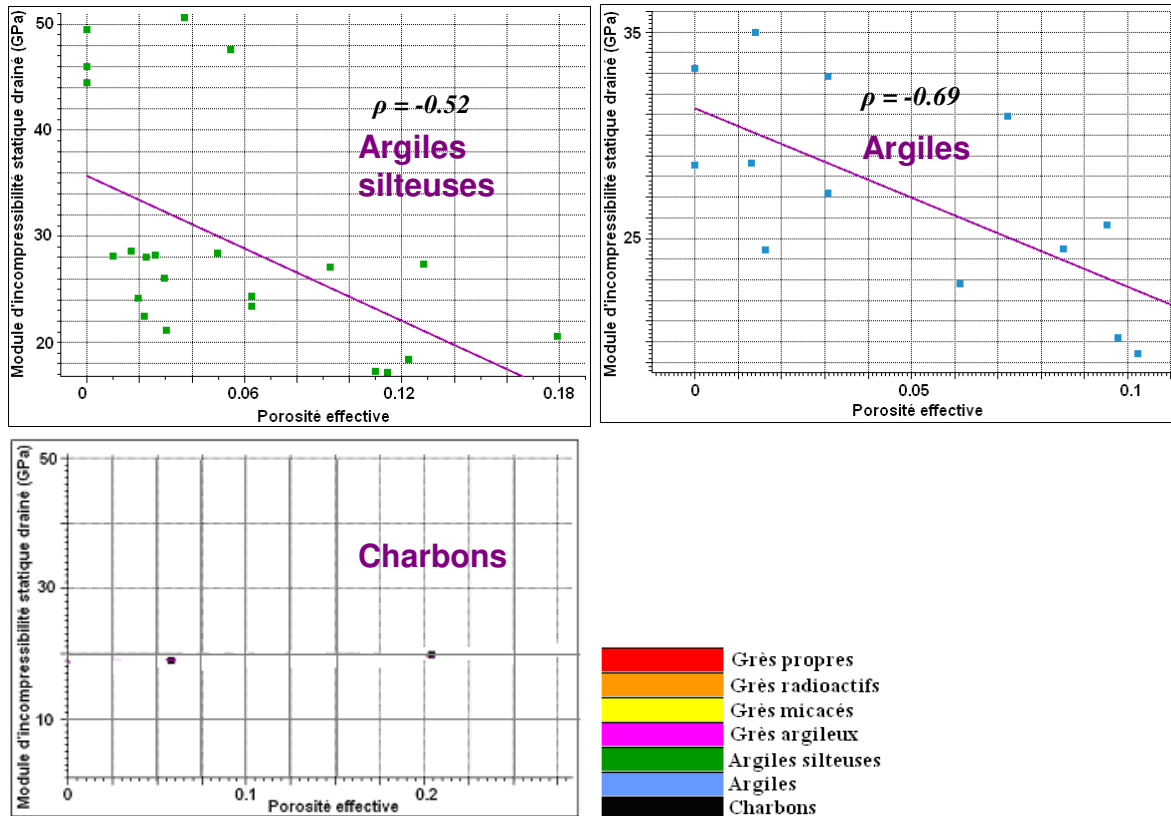


Figure IV. 13 : Diagrammes croisés entre le module d'incompressibilité drainé statique et la porosité effective par lithofaciès dans le cas du modèle avec des propriétés mécaniques contrastées

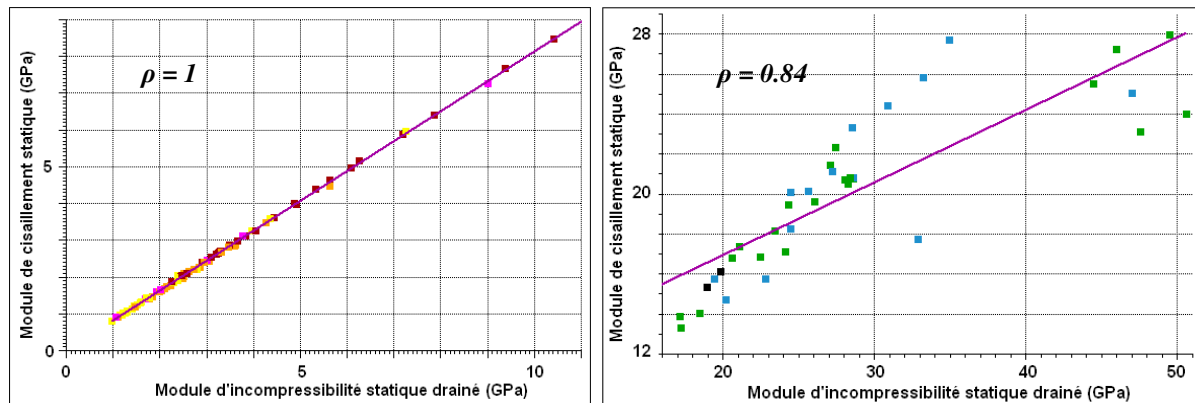


Figure IV. 14 : Diagrammes croisés entre le module d'incompressibilité drainé statique et le module de cisaillement statique (dans les cas des grès à gauche et des argiles à droite) dans le cas du modèle avec des propriétés mécaniques contrastées

Tableau IV. 12 : Caractéristiques des propriétés mécaniques statiques au niveau du réservoir dans le cas du modèle avec des propriétés mécaniques contrastées

Lithologies	Kstat (GPa)	Gstat (GPa)
Grès propres	$K_{stat} = -28.38 \times \phi + 9.47$	$G_{stat} = 0.81 \times K_{stat} + 0.0027$ pour les grès $G_{stat} = 0.36 \times K_{stat} + 9.74$ pour les argiles
Grès radioactifs	Lois de Gauss (2.64, 0.9)	
Grès micacés	$K_{stat} = -7.04 \times \phi + 3.02$	
Grès argileux	Lois de Gauss (3.21, 2.51)	
Argiles silteuses	Lois de Gauss (29.51, 10.47)	
Argiles	$K_{stat} = -120.04 \times \phi + 33.92$	
Charbons	Lois de Gauss (19.41, 0.42)	



## IV.4 Représentation des incertitudes

Les incertitudes sur les propriétés mécaniques dans le réservoir vont être représentées par des approches de simulations géostatistiques permettant de générer différents ensembles de distributions spatiales 3D des modules mécaniques. Afin de prendre en compte de façon réaliste les incertitudes sur ces modules, il est nécessaire de revenir en amont sur les incertitudes portant sur les hétérogénéités géologiques, lesquelles constituent le premier facteur de contrôle des paramètres mécaniques. En premier lieu, nous simulerons donc de façon géostatistique la distribution de ces hétérogénéités, puis nous les utiliserons pour contraindre la simulation des paramètres qui en dépendent fortement, comme par exemple les propriétés pétrophysiques ainsi que les modules mécaniques. Cependant, comme les modules mécaniques dépendent également des propriétés pétrophysiques, en particulier de la porosité, la simulation des modules mécaniques sera elle-même « emboîtée » sur celle des propriétés pétrophysiques.

Dans le paragraphe IV.4.1, nous détaillons la mise en œuvre de cette approche sur le réservoir du champ A, puis nous en discutons de possibles généralisations dans le paragraphe suivant IV.4.2. La mise en œuvre qui a été effectuée sur le champ A exploite les caractéristiques statistiques des différentes propriétés qui ont été présentées dans les paragraphes IV.3.3 et IV.3.4.

### IV.4.1 Simulations géostatistiques emboîtées

#### - Méthodologie

Les principales étapes de la méthodologie de simulations géostatistiques emboîtées permettant la représentation des incertitudes sur les modules mécaniques sont les suivantes.

- a) Simulation des lithofaciès dans le réservoir avec la technique de simulation d'indicatrice séquentielle (Deutsch et Journel, 1992) de façon conditionnelle aux lithofaciès des puits.
- b) Simulation de la porosité ( $\phi$ ) avec des distributions gaussiennes par lithofaciès (tableau IV.8) établies à partir des données disponibles.
- c) Simulation du module d'incompressibilité statique drainé ( $K$ ) et du module de cisaillement ( $G$ ) en utilisant soit un tirage de Monte-Carlo conditionné par les lithofaciès, soit une régression linéaire en fonction de la porosité et du lithofaciès précédemment simulés (tableau IV.10).
- d) Calcul du module d'Young ( $E$ ) et du coefficient de Poisson ( $\nu$ ) à partir des modules  $K$  et  $G$ .

Ces étapes sont synthétisées dans le diagramme IV.15 :

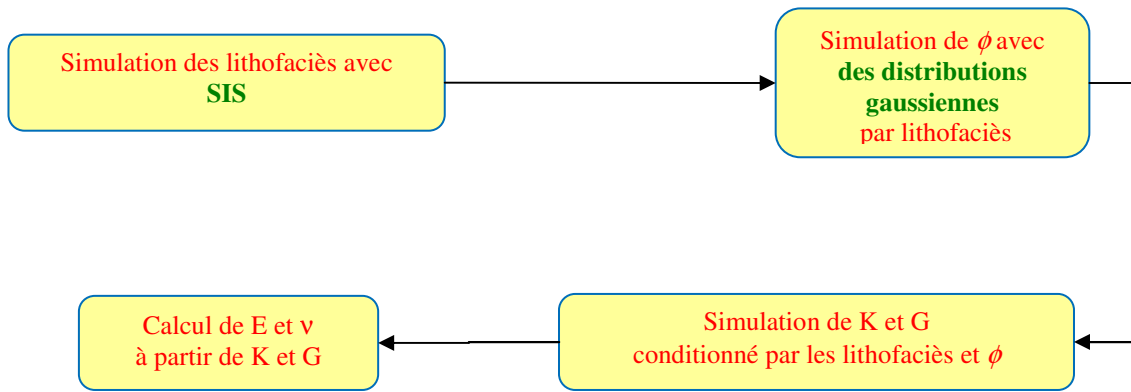


Figure IV. 15 : Méthodologie de simulations géostatistiques emboîtées

### - Simulation lithologique

La figure IV.16 représente une coupe des lithofaciès simulés entre les deux puits A2 et A4 au niveau du réservoir. On retrouve les distributions spatiales des lithofaciès que nous avons déjà évoquées : les grès radioactifs se trouvent surtout dans la partie supérieure du réservoir et les lithofaciès sont plutôt hétérogènes dans la partie inférieure du réservoir.

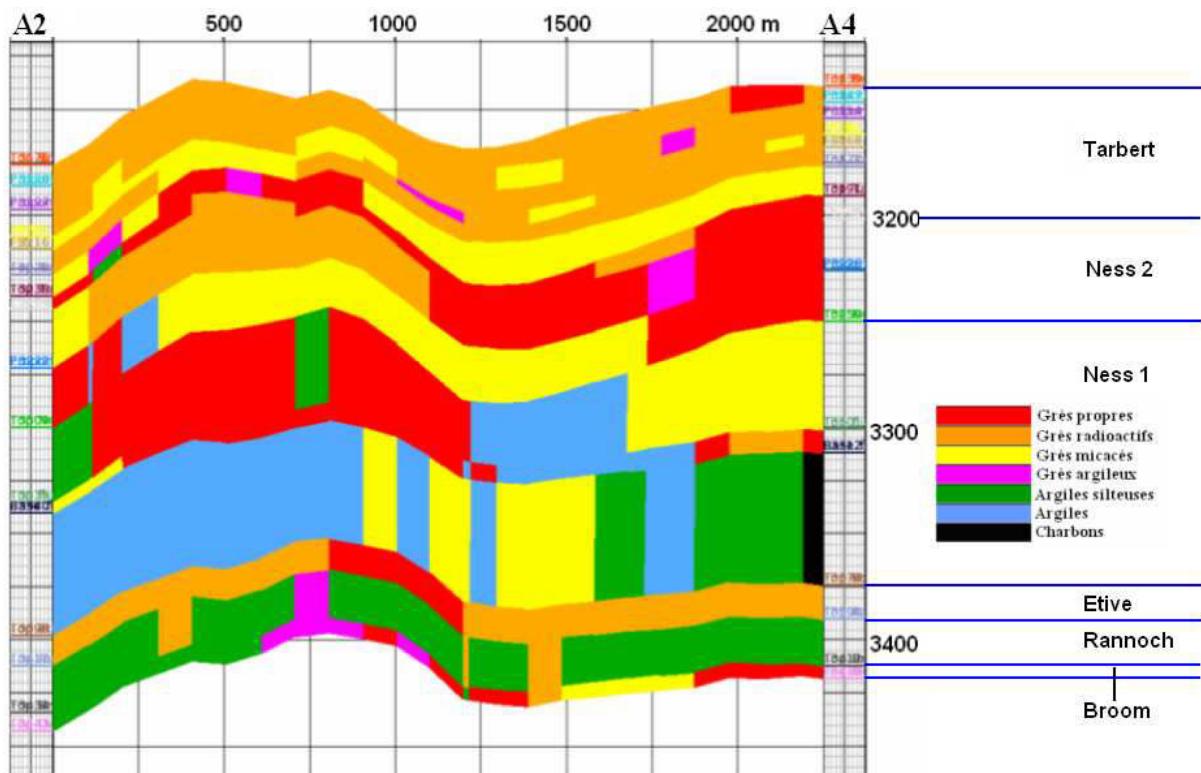


Figure IV. 16 : Coupe des lithofaciès simulés entre les puits A2 et A4 au niveau du réservoir

## - Simulation pétrophysique

Les figures IV.16 et IV.17 soulignent que les grès sont associés généralement aux fortes porosités effectives et les argiles aux porosités faibles. Ce sont bien les hétérogénéités lithologiques qui contrôlent principalement les hétérogénéités en porosité, comme nous l'avions souhaité par construction.

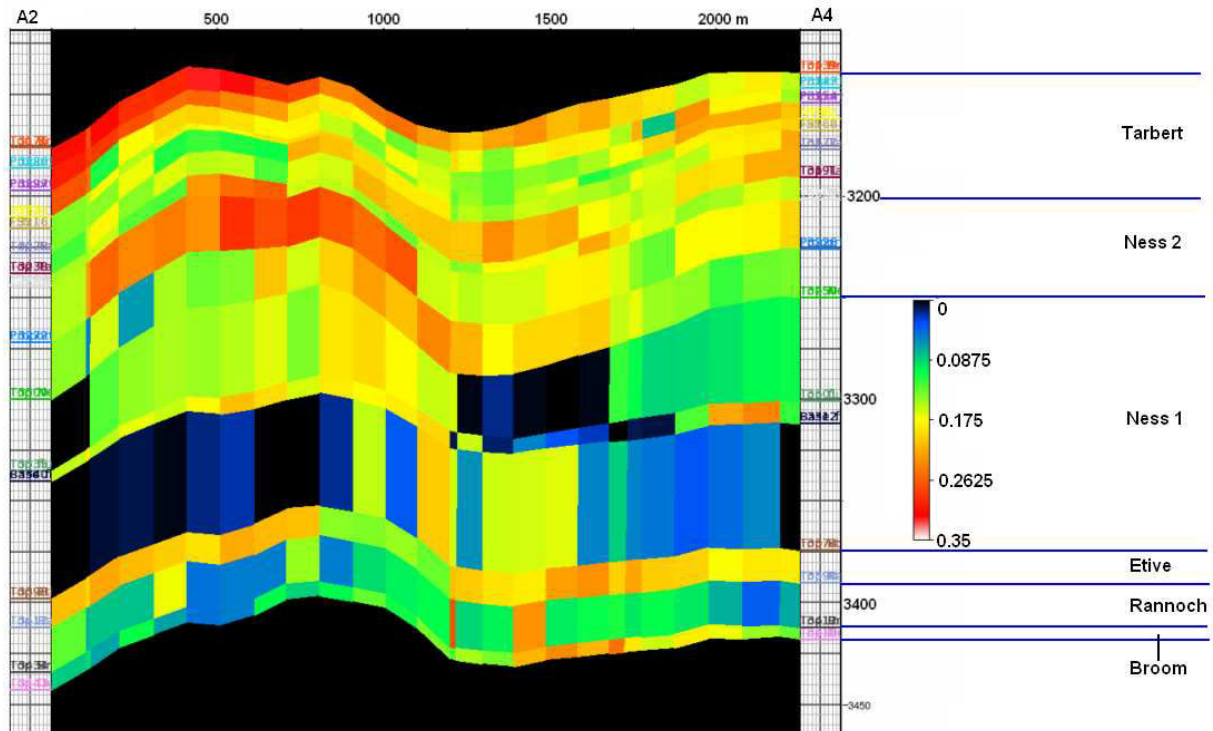


Figure IV. 17 : Coupe de la porosité simulée entre les puits A2 et A4 au niveau du réservoir

La figure IV.18 représente une coupe de la saturation en eau simulée entre deux puits au niveau du réservoir. Au-dessous du contact huile / eau (situé à 3231 m), la saturation en eau est égale à 1 (valeur représentée en blanc). Les grès dans la partie supérieure du réservoir présentent de faibles saturations en eau, donc de fortes saturations en huile.

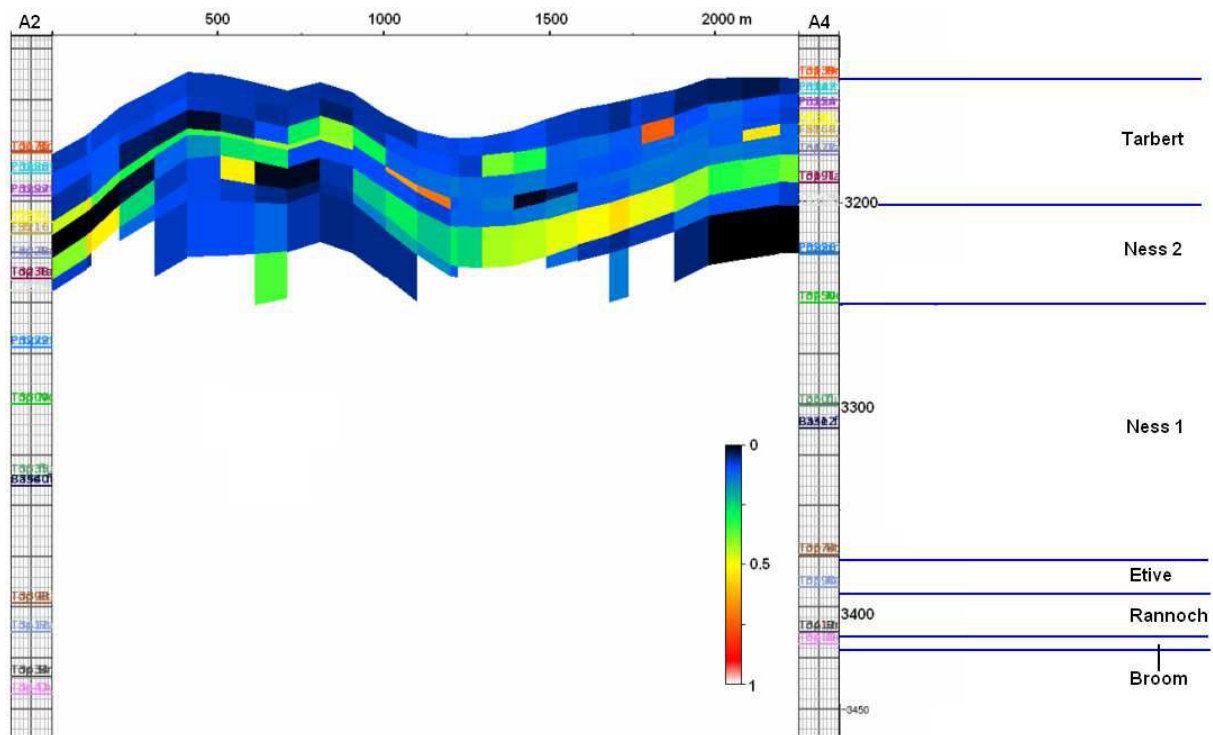


Figure IV. 18 : Coupe de la saturation en eau simulée entre les puits A2 et A4 au niveau du réservoir

La perméabilité horizontale simulée dans la direction Ouest-Est est présentée dans la figure IV.19. Pour mieux visualiser les résultats obtenus, le logarithme décimal de la perméabilité est représenté sur la figure. Nous constatons que la perméabilité est corrélée positivement avec la porosité (Figures IV.17 et IV.19), comme souhaité par construction.

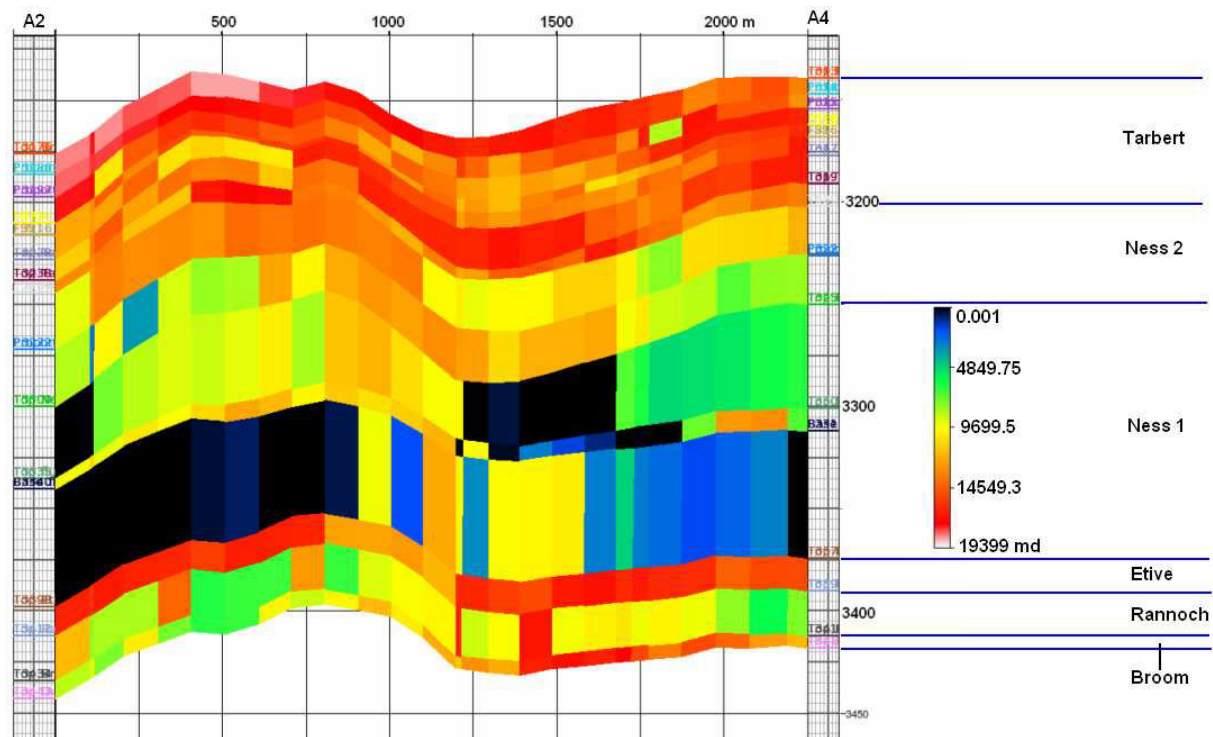


Figure IV. 19 : Coupe de la perméabilité horizontale en logarithme décimal simulée dans la direction Ouest-Est entre les puits A2 et A4 au niveau du réservoir

## - Simulation des propriétés mécaniques

Les figures IV.20 et IV.21 présentent le module d'Young et le coefficient de Poisson simulés entre les puits A2 et A4 au niveau du réservoir, dans le cas du modèle mécanique peu contrasté. Les figures IV.22 et IV. 23 présentent le module d'Young et le coefficient de Poisson simulés entre le puits A2 et A4 au niveau du réservoir, dans le cas du modèle mécanique contrasté.

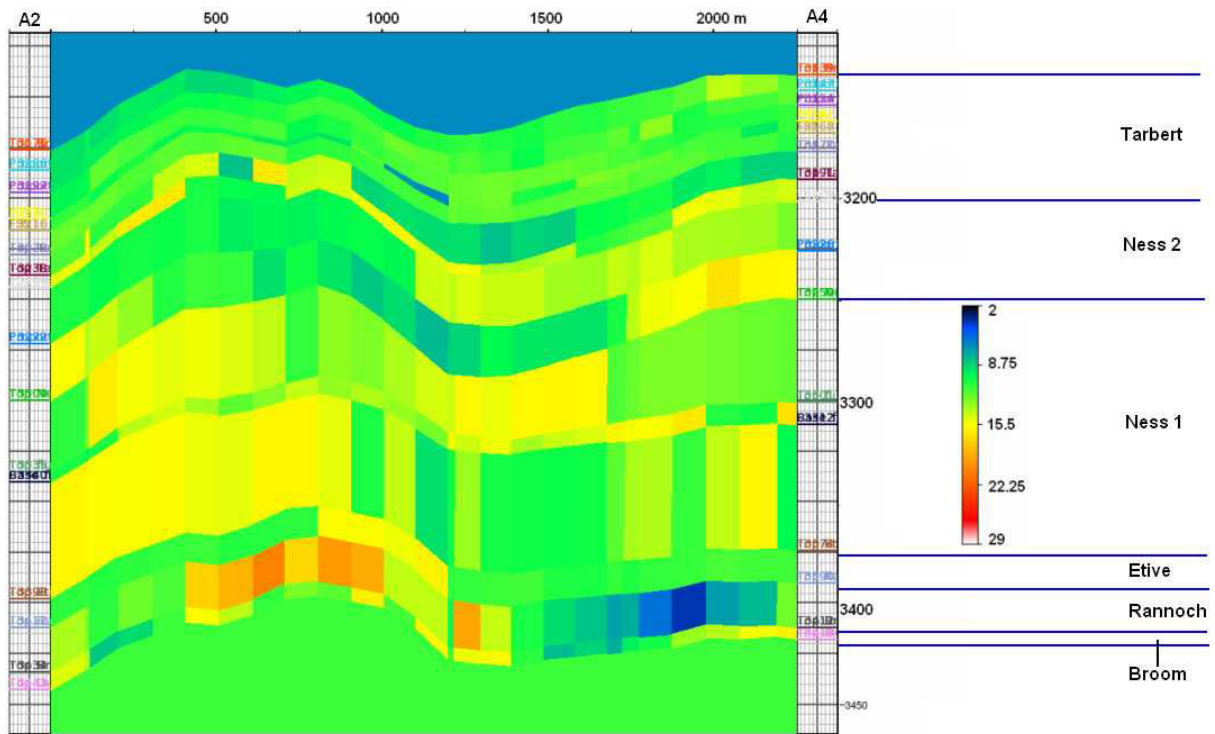


Figure IV. 20 : Coupe du module d'Young simulée (en GPa) entre les puits A2 et A4 au niveau du réservoir (modèle mécanique peu contrasté)

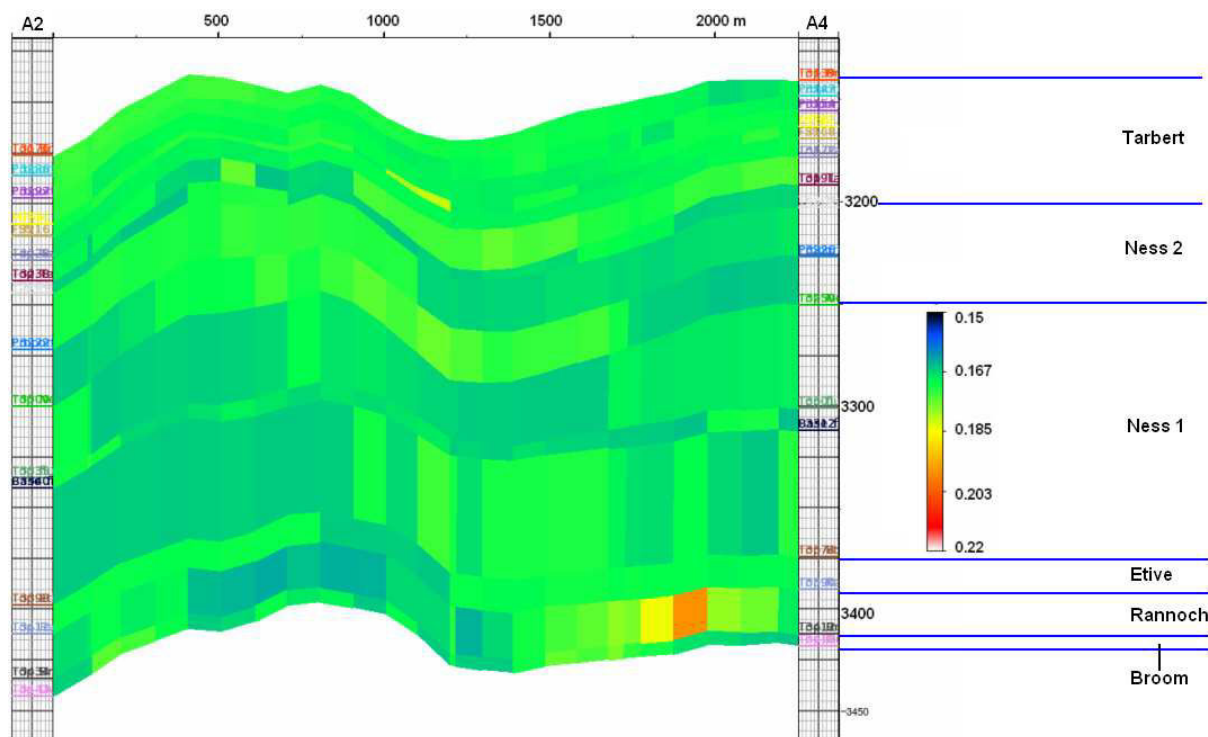


Figure IV. 21 : Coupe du coefficient de Poisson simulé entre les puits A2 et A4 au niveau du réservoir (modèle mécanique peu contrasté)

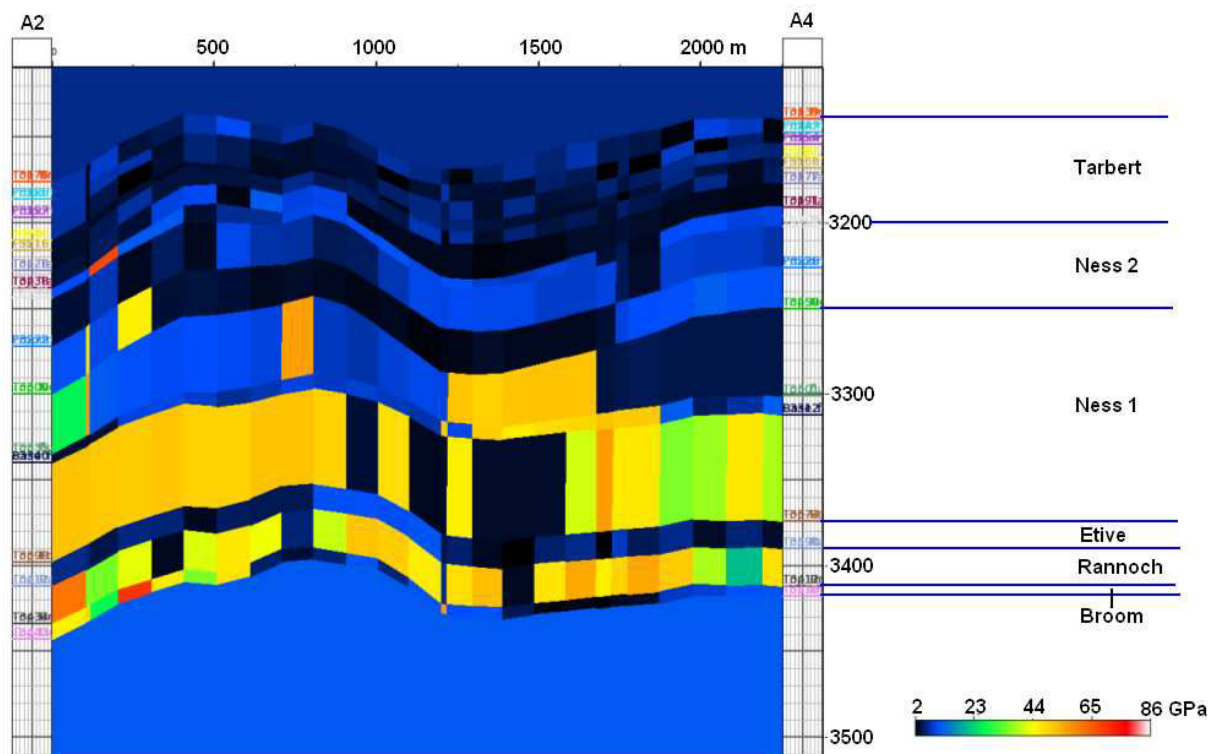


Figure IV. 22 : Coupe du module d'Young simulée (en GPa) entre les puits A2 et A4 au niveau du réservoir (modèle mécanique contrasté)

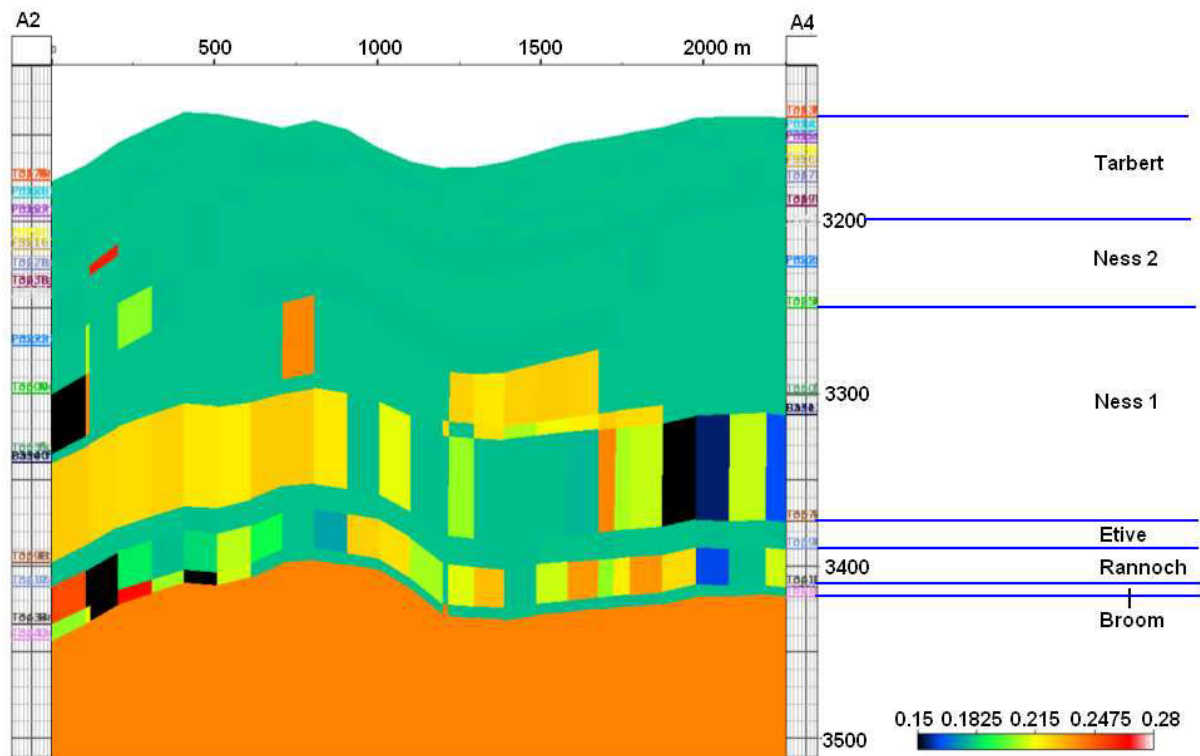


Figure IV. 23 : Coupe du coefficient de Poisson simulé entre les puits A2 et A4 au niveau du réservoir (modèle mécanique contrasté)

#### IV.4.2 Discussion sur les simulations

##### - Simulation lithologique

En modélisation des propriétés physiques d'un réservoir pétrolier, deux familles de méthodes classiques sont généralement distinguées : les méthodes « *basées pixels* », où la propriété est simulée en chaque noeud (pixel) d'un modèle discret (une grille structurée), et les méthodes « *basées objets* » – aussi appelées méthodes *booléennes* – où des objets (chenaux, lobes, dunes, etc.) sont construits puis utilisés pour représenter les valeurs de la propriété étudiée dans le modèle de réservoir (Bratvold *et al.*, 1995 ; Haldorsen *et al.*, 1984).

##### a) Méthodes basées objets

Les modèles des méthodes basées objets permettent de reproduire de façon réaliste la forme des éléments architecturaux du réservoir, tels que les chenaux à méandres, par exemple. L'objectif d'un algorithme basé objets est de générer des modèles de réservoir en introduisant les objets dans le modèle de telle sorte que ces objets soient cohérents avec les données de puits et les données sismiques. Dans ce contexte, les algorithmes basés objets seront une option intéressante pour la construction des modèles lithologiques si les conditions suivantes sont remplies (Caers, 2005).

- La géométrie des faciès peut être décrite par les formes simples d'un ensemble d'objets ;

- Suffisamment de données et de connaissances sur la variabilité spatiale de ces géométries sont disponibles, même si les données de puits sont rares sur le cas étudié ;
- La distribution et la géométrie des faciès constituent le facteur déterminant pour l'écoulement des fluides.

Par rapport aux méthodes basées pixel, les méthodes basées objets offrent des formes réalistes mais sont difficiles à contraindre aux données des puits, aux données sismiques 3D/4D haute résolution, et aux données de production. Des formes d'objet doivent être "transformées" (c'est-à-dire, leur emplacement et leur géométrie doivent être modifiés pour correspondre aux données de réservoir locales). Il est plus difficile de perturber des objets de grande taille en fonction de données abondantes que de générer des modèles basés pixels directement contraints par ces mêmes données. Par conséquent, les méthodes basées objets sont généralement appliquées lorsqu'on dispose de peu de puits et de données sismiques d'assez faible résolution. Elles sont également utilisées dans des études de sensibilité pour analyser l'impact de la connectivité des objets du réservoir sur l'écoulement.

#### *b) Méthodes basées pixels*

Les méthodes classiques de simulation basées pixels (simulation d'indicatrice séquentielle, par exemple) utilisent le krigeage et nécessitent par conséquent la définition d'un variogramme, ces méthodes étant basées sur des statistiques bivariées. Ces méthodes ne s'adaptent pas très bien à la simulation de chenaux car elles ne permettent pas de reproduire la forme curviligne et continue des dépôts fluviaux.

En revanche, l'approche plus récente utilisant les statistiques multipoints (Gurdiano et Srivastava 1993 ; Caers, 2001 ; Strebelle, 2002) permet d'obtenir des résultats plus performants en ce qui concerne la représentation de géométries complexes. Le principe des statistiques multipoints consiste à utiliser toutes les données voisines simultanément pour contraindre la valeur à simuler. Pour cela, des probabilités d'apparition de différentes configurations sont estimées à partir d'une image d'apprentissage. Comme il s'agit d'une méthode basée pixels, le résultat respecte les données « dures » (puits), quel que soit leur nombre.

La méthode des gaussiennes seuillées (Matheron & al., 1987 ; De Fouquet *et al.*, 1989) tente également de représenter la distribution des faciès dans l'espace. Dans cette méthode, l'intervalle de variation de la propriété étudiée est découpé en une série de classes correspondant à des faciès géologiques sur la base de seuils choisis, qui dépendent des proportions. La probabilité cumulée de la loi de Gauss pour chaque classe doit correspondre au pourcentage du faciès dans la formation. Cette méthode présente une grande souplesse : on peut regrouper les faciès ou faire varier les seuils.

Dans cette méthode, les valeurs discrètes de faciès sont calculées à partir de valeurs gaussiennes continues. La proportion  $p$  (connue *a priori* à partir de la CPV, ou courbe de proportions verticales) d'un faciès donné et un point donné correspond à une valeur de seuillage  $t$  de la courbe de distribution gaussienne cumulée (d'après Doligez, communication personnelle).



La distribution de valeurs aléatoires de distribution gaussienne sur laquelle est basée cette méthode est souvent appelée distribution gaussienne sous-jacente. Le processus peut être décomposé en plusieurs étapes (d'après Doligez, communication personnelle) :

- les fonctions indicatrices de faciès sont transformées en une fonction gaussienne continue en utilisant une anamorphose gaussienne.
- une distribution gaussienne conditionnée par cette information est simulée. Le modèle de covariance pour chaque fonction indicatrice de faciès permet de calculer la covariance de la fonction gaussienne sous-jacente, unique pour tout le champ.
- les seuillages résultant de l'anamorphose gaussienne sont appliqués pour transformer les valeurs gaussiennes en valeurs de faciès.

La méthode utilise le champ de valeurs gaussiennes tronqué par des seuils  $t_i$  qui sont calculés en fonction de ces covariances croisées entre faciès via des polynômes d'Hermite (Matheron, 1974) ou en utilisant l'inverse d'une distribution à deux variables normale standard.

$Cov_{facAfacB}(x, x+h) = Cov_{facAfacB}(h) = \int_{t_{i-1}}^{t_i} \int_{t_{j-1}}^{t_j} g_{\rho(h)}(u, v) du dv$  si les proportions sont constantes dans l'espace;  $g_{\rho(h)}(u, v)$  fonction densité gaussienne est une fonction de  $\rho(h)$  qui est la covariance de la fonction gaussienne  $G(x)$ .

Les seuillages sont déterminés à partir des proportions. Les faciès sont définis avec un ordre qui correspond à l'ordre de dépôt sédimentaire:

Pour le premier faciès codé 1,

$prop(facA_1) = \text{proportion de faciès } A = \text{prob}(x \in \text{fac}) = \text{prob}(-\infty < Y(x) < a_1) = G(a_1)$

$Y(x)$  étant la densité de probabilité des valeurs gaussiennes, et  $G(x)$  la fonction de distribution cumulée correspondante.

Pour les faciès suivants:  $prop(facA_i) = G(a_i) - G(a_{i-1})$  (d'après Doligez, communication personnelle).

Remarque : la séquence de faciès est définie suivant la logique et l'ordre sédimentaire ce qui permet d'assurer la simulation d'une séquence de dépôt conforme à la sédimentation. Cependant cet ordre n'existe pas systématiquement partout, pour de nombreuses raisons physiques et géologiques comme l'érosion par exemple. L'extension de l'algorithme des gaussiennes tronquées au cas non stationnaire permet d'assurer les transitions entre faciès de manière conforme aux données observées et au modèle géologique conceptuel (d'après Doligez, communication personnelle).

### c) *Justification du choix de la méthode SIS*

Dans le cas étudié, la simulation d'indicatrice séquentielle 3D a été utilisée pour générer les lithofaciès dans le réservoir. La continuité géologique est caractérisée par le variogramme des indicatrices associées aux différentes lithologies. Le modèle de variogramme de chaque faciès a été repris de travaux précédents sur le champ A (communication personnelle, B. Doligez et C. Joseph). Nous savons qu'il existe des chenaux dans certaines couches (couche du Ness 2, par exemple) à l'intérieur du réservoir, la direction préférentielle de ces chenaux étant Nord-Sud. Cette caractéristique a été prise en compte par les modèles de variogrammes (tableau IV.7) et nous retrouvons l'allongement dans la direction Nord-Sud pour les grès simulés à ces niveaux (Figure IV.24). Cependant, il est probable qu'une méthode objets, ou une méthode

multi-points auraient permis de reproduire de façon plus réaliste la distribution spatiale des corps gréseux dans le Ness.

Mais, faute de données sismiques de haute résolution ou de descriptions d'affleurements équivalents, l'image d'apprentissage reste pour l'instant difficile à obtenir sur le champ A, ce qui justifie le choix fait d'une approche classique basée pixels. A noter toutefois que ce choix n'est pas essentiel dans la démonstration faite dans cette thèse de l'intérêt d'introduire les incertitudes sur les propriétés mécaniques dans la modélisation géomécanique, ni dans la méthodologie proposée pour ce faire.

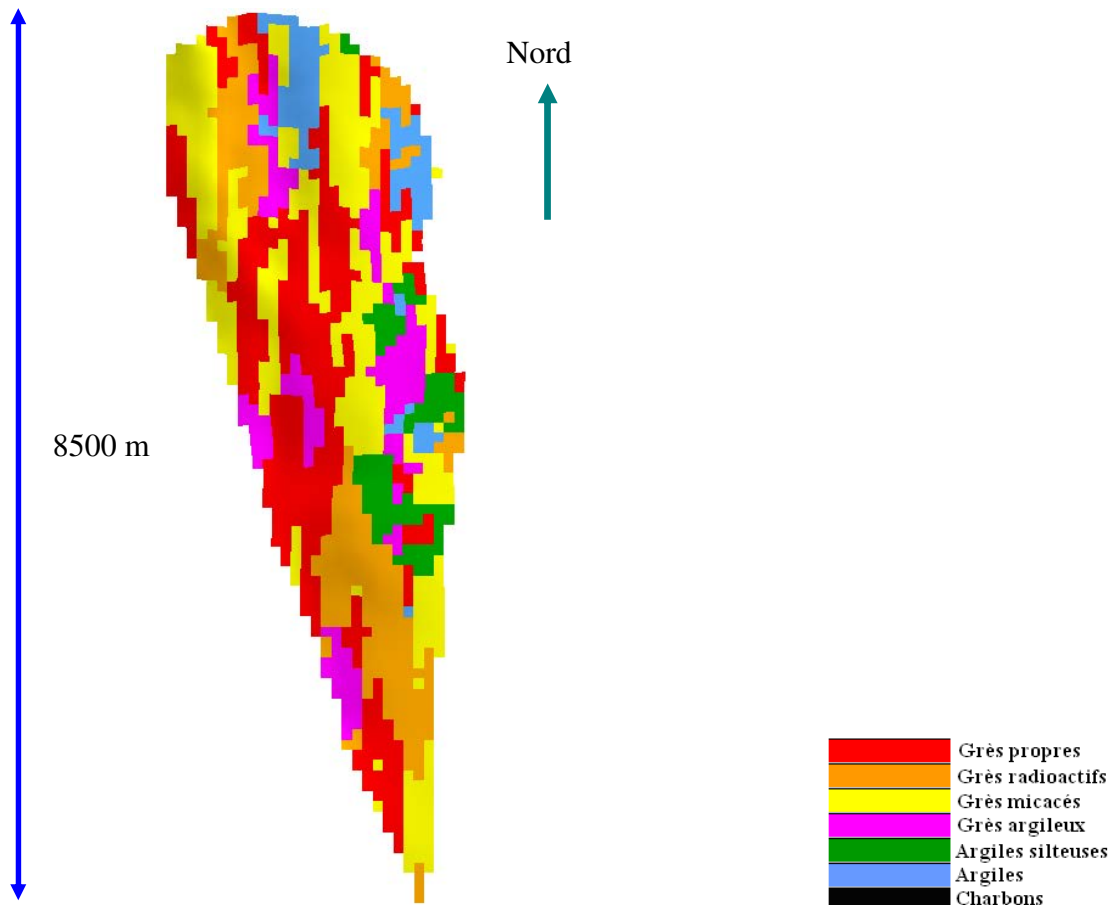


Figure IV. 24 : Carte des lithofaciès simulés d'une couche du Ness2 dans le réservoir

#### - Simulation pétrophysique

Là encore, il existe de très nombreuses possibilités pour la simulation des propriétés pétrophysiques, une fois les lithologies simulées. En fonction de la variabilité des propriétés pétrophysiques, on pourrait ainsi soit décider d'attribuer des valeurs constantes pour la porosité et la perméabilité dans chaque type de faciès, soit utiliser des méthodes géostatistiques pour remplir chaque type de faciès avec des propriétés pétrophysiques spatialement variables. Une simulation gaussienne séquentielle (Deutsch et Journel, 1992) pourrait être utilisée par faciès pour générer la porosité. La perméabilité sera ensuite simulée également par faciès, en exploitant les lois porosité / perméabilité précédemment établies.

Sur le champ A, nous avons décidé d'adopter une hypothèse simplificatrice et assez bien adaptée au type d'environnement du Brent, laquelle consiste à dire que ce sont les hétérogénéités lithologiques qui contrôlent principalement les hétérogénéités en porosité. La porosité est alors simulée de façon aléatoire à partir d'une distribution gaussienne par faciès déduite des données de puits, et ce pour chaque lithofaciès précédemment simulé. L'inconvénient de ce choix est que les corrélations spatiales de la porosité dans un même faciès ne seront pas représentées, ce qui nous semble un défaut mineur, compte tenu de la prééminence des effets lithologiques sur la structuration spatiale des porosités.

La régression linéaire simple entre la porosité et la perméabilité peut être appliquée afin d'obtenir un modèle de la perméabilité à partir du modèle de la porosité simulée. Une régression linéaire entre le logarithme de la perméabilité et la porosité a été utilisée pour chaque faciès, avec des coefficients d'anisotropie spécifiques. Cette approche est simple mais présente certains inconvénients :

- comme pour toute technique de régression, l'apparition de valeurs extrêmes de la perméabilité (trop fortes ou trop faibles) qui ne sont pas forcément réalistes est possible ;
- la perméabilité est considérée comme une transformation simple de la porosité, alors que, en réalité, la perméabilité pourrait disposer de ses propres caractéristiques spatiales.

En plus d'une relation linéaire entre le logarithme de la perméabilité et la porosité, les informations sur la continuité spatiale de la perméabilité sous la forme d'un modèle de variogramme pourraient être disponibles, avec éventuellement des caractéristiques différentes (anisotropie, portée, palier...) de ceux du variogramme de la porosité. Pour tenir compte de ces informations, une technique appelée simulation gaussienne séquentielle avec cokrigage colocalisé (Xu *et al*, 1992) peut être utilisée. Dans cette méthode de simulation, la porosité est traitée comme une "covariable", c'est-à-dire une variable qui a une relation statistique avec la perméabilité. En cokrigage colocalisé, cette relation statistique est une simple corrélation linéaire, quantifiée par un coefficient de corrélation qui peut être évalué par le diagramme croisé log-perméabilité versus porosité obtenu à partir des mesures sur carottes.

L'application de cette méthode de simulation requiert des données abondantes sur la perméabilité, en particulier pour l'inférence de sa corrélation spatiale, ce qui n'est pas notre cas. Nous avons donc préféré appliquer les relations entre perméabilité et porosité par couche (tableau IV.10) soigneusement établies par les ingénieurs de réservoir dans les travaux précédents qui conduisent à des résultats suffisamment réalistes pour les simulations d'écoulement.

## - **Simulation mécanique**

La simulation des propriétés mécaniques avec des méthodes stochastiques reste nouvelle dans le domaine pétrolier. Nous avons choisi de simuler les modules mécaniques des roches en utilisant la méthode de Monte-Carlo, avec les distributions statistiques des modules associées à chaque lithofaciès, pour les lithofaciès pour lesquels les modules ne dépendaient pas de la porosité. Pour les autres, le module d'incompressibilité a été simulé à partir de la porosité

précédemment générée, avec la loi spécifique du lithofaciès correspondant (figure IV.11, tableau IV.11).

Ces choix pour représenter les incertitudes liées aux distributions spatiales des modules de la roche se justifient par le fait que leurs corrélations spatiales sont principalement déterminées par les corrélations spatiales des lithofaciès. Tant que les distributions spatiales des lithofaciès sont correctement représentées, on peut alors supposer que les corrélations spatiales des modules mécaniques de la roche seront également satisfaisantes.

Néanmoins, dans un cas plus complexe où les modules mécaniques de la roche ne sont pas étroitement liés aux lithofaciès, il est également possible d'utiliser des simulations stochastiques standards pour les générer, comme une simulation gaussienne séquentielle, tout en contraignant la simulation de façon plus ou moins forte sur les propriétés réservoir dont ils dépendent.

#### - **Changement d'échelle**

Un autre point important à discuter dans la géomodélisation mécanique concerne le changement d'échelle. Nous avons volontairement exclu cet aspect de la mise en œuvre faite sur le champ A, afin de simplifier les problèmes abordés dans la modélisation géomécanique, pour laquelle la prise en compte des incertitudes est un sujet quasiment nouveau, tout au moins dans le secteur pétrolier. L'intégration de la problématique du changement d'échelle à la méthodologie proposée est un sujet suffisamment vaste pour justifier à lui tout seul un nouveau travail de thèse qui s'appuierait sur nos premiers résultats.

En effet, classiquement en modélisation de réservoir, les lithologies et les propriétés pétrophysiques sont simulées sur des mailles assez fines (on parle de modèle de réservoir « *fin* », lequel est généralement un modèle statique). Puis, les propriétés dynamiques qui régissent l'écoulement sont ensuite estimées ou simulées sur des mailles plus grossières, entre autres par changement d'échelle (« *upscaling* ») des propriétés précédemment simulées sur les mailles fines, pour obtenir ainsi un modèle « grossier » qui sera utilisé pour les simulations d'écoulement. C'est généralement à partir de ce modèle grossier que le modèle géomécanique, couplé de façon plus ou moins forte au modèle d'écoulement, est construit, et ce, la plupart du temps, d'une façon très simple par rapport aux hétérogénéités initiales.

Dans la mise en œuvre que nous avons faite, nous avons négligé l'étape de construction du modèle de réservoir fin, et nous avons directement représenté les hétérogénéités lithologiques et pétrophysiques à une échelle plutôt « grossière ». En effet, l'objectif premier du travail de cette thèse est d'étudier l'impact des hétérogénéités mécaniques sur le calcul des contraintes et des déformations, puis d'analyser les incertitudes sur les calculs mécaniques résultant des incertitudes sur la distribution spatiale de ces hétérogénéités. Ces études ont donc porté sur des hétérogénéités représentées directement sur les mailles grossières du géomodèle utilisé pour les simulations d'écoulement couplées aux modélisations géomécaniques.

La prise en compte du changement d'échelle impliquera la mise en œuvre de la méthodologie proposée à l'échelle du modèle de réservoir fin, aussi bien pour les propriétés pétrophysiques que pour les propriétés mécaniques, puis le changement d'échelle (*upscaling*) de ces propriétés pour leur transfert sur les mailles du modèle grossier. Il sera donc nécessaire de tester des approches existantes de mise à l'échelle des modules mécaniques (Chalon *et al*, 2004 ; Craeme, 2002), voire même d'en développer de nouvelles. Puis, il faudrait reprendre

l'analyse de l'impact des incertitudes sur les calculs mécaniques, mais cette fois-ci en repartant du modèle grossier issu de l'upscaling du modèle fin, lequel permet une représentation des propriétés mécaniques guidée par les hétérogénéités lithologiques.

- **Généralisation à d'autres types d'incertitudes**

Dans ce travail, nous abordons uniquement les incertitudes de la modélisation mécanique liées aux incertitudes sur la distribution spatiale des hétérogénéités dans le réservoir. Il faut cependant noter que d'autres types d'incertitudes interviennent dans la modélisation géomécanique, qui pourraient également être prises en compte via des approches géostatistiques : par exemple, les incertitudes sur la *géométrie des couches*, celles sur les *propriétés des épontes* et de la *couverture*, etc.



## CHAPITRE V : IMPACT DES INCERTITUDES SUR LES PARAMETRES MECANQUES DANS LES CALCULS GEOMECHANQUES

*Dans ce chapitre, les incertitudes sur les modules mécaniques représentées par la méthodologie géostatistique décrite dans le chapitre IV sont utilisées pour étudier l'impact des hétérogénéités du réservoir et de leurs incertitudes dans les calculs mécaniques. Pour ce faire, la modélisation géomécanique, par approche numérique déterministe, des différents ensembles de réalisations géostatistiques générés précédemment est étudiée. Dans l'analyse des résultats mécaniques, nous nous focalisons principalement sur le premier invariant du tenseur de contraintes, ainsi que sur le déplacement vertical. Deux types de modélisation géomécanique ont été mises en œuvre, la première étant une modélisation 1D sous conditions oedométriques, la seconde étant une modélisation 3D par éléments finis.*

*La modélisation poro-mécanique 1D sous conditions oedométriques, rapide en temps de calcul, permet d'obtenir un premier ordre de grandeur des effets géomécaniques observables pour un réservoir donné, ainsi que d'évaluer l'effet des incertitudes sur cet ordre de grandeur. Il est démontré, sur le cas spécifique étudié, que l'évaluation de la subsidence est principalement affectée par les incertitudes sur la lithologie dans le réservoir.*

*Suite à cette première analyse 1D, la modélisation géomécanique 3D par éléments finis est présentée. Dans cette étude, il est démontré que les hétérogénéités tridimensionnelles du réservoir doivent être prises en compte dans la modélisation géomécanique car elles influencent significativement les calculs des champs de contraintes et de déformations, ainsi que les risques mécaniques de rupture.*

## V.1 Introduction

Dans le chapitre II présentant les travaux récents de modélisation géomécanique des réservoirs pétroliers, nous avons constaté que, dans de nombreux cas, la modélisation géomécanique des réservoirs est encore effectuée sans tenir compte des hétérogénéités qui peuvent être présentes au sein du réservoir, et en simplifiant les couches en unités mécaniques homogènes avant de procéder aux calculs mécaniques par éléments finis. De plus, l'évaluation des risques mécaniques liés aux incertitudes sur la répartition spatiale des modules mécaniques de la roche ne semble pas avoir été explorée à ce jour. L'approche proposée dans ce travail consiste à exploiter la représentation géostatistique 3D que nous avons faite des modules mécaniques au sein du réservoir, étroitement pilotée par les propriétés géologiques, pour en déduire des incertitudes sur les calculs géomécaniques, principalement les contraintes et les déformations. Par conséquent, des ensembles de modèles géomécaniques équiprobables représentant des répartitions possibles des modules mécaniques au sein du réservoir vont être générés, avec la méthodologie discutée dans le chapitre précédent. Pour la modélisation géomécanique simplifiée (cf. infra) s'appuyant sur des représentations de colonnes lithologiques 1D, 100 simulations ont été réalisées à chaque analyse. Dans le cas du modèle géomécanique 3D, seulement 10 simulations ont été effectuées suite au temps de calcul important requis par la modélisation mécanique aux éléments finis. En effet, une modélisation mécanique par éléments finis sera effectuée pour chaque réalisation géostatistique 3D, afin d'obtenir finalement un ensemble de résultats mécaniques qui nous permettra d'évaluer les incertitudes spatiales sur les contraintes et les déformations.

Une évaluation mécanique précise repose sur un couplage entre la simulation géomécanique et la simulation d'écoulement. Dans l'approche la plus classique, à une époque choisie pour l'analyse du réservoir, le champ des pressions de pore issu de la simulation d'écoulement à cette époque est introduit comme chargement dans le simulateur mécanique, qui va calculer les variations de contraintes et les déformations induites par ce chargement, avec une possibilité ultérieure de réintroduction des déformations dans le simulateur d'écoulement pour une remise à jour des porosités et des perméabilités.

Dans ce chapitre, ce schéma a été simplifié pour se concentrer sur les effets mécaniques liés principalement aux hétérogénéités. Pour cela, nous avons considéré, à une époque donnée, que la variation des pressions de pore induite par la mise en production du réservoir était uniforme au sein du réservoir. Un chargement homogène appliqué à un modèle géomécanique hétérogène a donc ainsi été considéré, pour ne pas avoir à démêler dans les résultats obtenus l'influence des hétérogénéités lithologiques celle des hétérogénéités du champ de pression de pore.

Par conséquent, ce chapitre est principalement focalisé sur l'impact des hétérogénéités sur les calculs géomécaniques et la prise en compte dans ces calculs des incertitudes qui leur sont attachées, ces aspects étant illustrés sur le champ A. Le chapitre comprend deux grandes parties, la première dédiée à une première approche du sujet avec une modélisation géomécanique 1D, la seconde à une modélisation géomécanique 3D par éléments finis appliquée à différents ensembles de réalisations géostatistiques du modèle géomécanique afin d'analyser les incertitudes spatiales liées à la méconnaissance des hétérogénéités mécaniques.



## V.2 Modélisation 1D

Pour une première évaluation des effets des hétérogénéités sur le calcul mécanique et des incertitudes correspondantes, une approche de modélisation géomécanique 1D sous conditions oedométriques est proposée. Cette approche met également en œuvre une méthodologie de simulations géostatistiques emboîtées, telle que nous l'avons décrite dans le chapitre IV, pour la représentation des incertitudes. Au vu des résultats de cette approche simplifiée, on peut décider ou non d'entreprendre une modélisation géomécanique 3D du champ étudié, selon l'importance des effets mécaniques observés et des incertitudes.

L'application porte sur le champ A dans le cas des propriétés mécaniques peu contrastées. Nous rappelons que les incertitudes sur les propriétés mécaniques ont été analysées au niveau du puits de référence AN2 (Figures IV.10, IV.11 et IV.12), en combinant l'ensemble des données disponibles à ce jour.

Après une telle analyse, nous avons choisi de représenter ces incertitudes par une approche stochastique à deux niveaux. Tout d'abord, à lithologie connue, les incertitudes sont représentées par des tirages aléatoires dans les lois des modules mécaniques pour certaines lithologies (Tableau IV.11) ou générées à partir du tirage de la porosité pour d'autres lithologies (Tableaux IV.9 et IV.11). Un deuxième niveau d'incertitude peut ensuite être intégré, en supposant que les lithologies ne sont pas connues et en les générant par une simulation géostatistique, cette simulation conditionnant alors le tirage aléatoire des modules mécaniques.

En ce qui concerne l'intégration de ces incertitudes dans le calcul mécanique, nous avons exploré une voie simplifiée correspondant à un calcul mécanique 1D dans le cadre de la poro-élasticité. Ce choix se justifie pour deux raisons principales exposées ci-dessous :

- le calcul mécanique associé est un calcul analytique très rapide, on aboutit alors très vite à un premier ordre de grandeur des déformations mécaniques, qui permet d'une part de confirmer ou d'infirmer le choix des propriétés mécaniques qui a été fait, d'autre part de voir comment les incertitudes affectent ce calcul ;
- cette approche simplifiée 1D peut être une démarche méthodologique intéressante dans le cadre de l'évaluation du risque de subsidence sur un champ réel ; en effet, même si l'évaluation quantitative de ce risque ne peut se faire complètement qu'en analysant une simulation mécanique 3D d'un modèle lui-même 3D, cette simulation simplifiée permet déjà de savoir quelle sera l'ampleur du phénomène, et peut ainsi intervenir dans la décision de réaliser ou non ultérieurement une simulation mécanique 3D coûteuse.

Une partie de ces travaux a fait l'objet d'une communication au congrès de l'IAMG en septembre 2006 (Hu *et al.* 2006, voir annexe) : ces travaux ne sont pas repris ici et sont mis en annexe. Ce paragraphe est dédié à l'application de cette approche oedométrique au cas du réservoir du champ A avec des propriétés mécaniques statiques peu contrastées, ce qui fournit aussi un point de comparaison avec les modélisations géomécaniques 3D qui sont présentées dans la suite de ce chapitre.

## V.2.1 Principes de la modélisation 1D

Pour un modèle 1D mécanique poro-élastique en conditions oedométriques, les variations des contraintes effectives  $\Delta\sigma'_V$  et  $\Delta\sigma'_H$  respectivement dans la direction verticale et dans le plan horizontal, les déformations verticales associées  $\Delta\varepsilon_V$  et le déplacement vertical total  $S$  sont simplement calculés avec les équations suivantes (les compressions sont considérées comme positives selon la convention de signe utilisée en géomécanique) :

$$\Delta\sigma'_V = b\Delta p \quad (\text{V.1})$$

$$\Delta\sigma'_H = \left( K_{stat} - \frac{2G_{stat}}{3} \right) \frac{b\Delta p}{K_{stat} + 4G_{stat}/3} \quad (\text{V.2})$$

$$\Delta\varepsilon_V = \frac{b\Delta p}{K_{stat} + 4G_{stat}/3} \quad (\text{V.3})$$

$$S = \int_{u_{min}}^{u_{max}} \Delta\varepsilon_V du \quad (\text{V.4})$$

avec  $K_{stat}$ ,  $G_{stat}$  respectivement les modules d'incompressibilité et de cisaillement statiques de la roche;  $b$  le coefficient de Biot ;  $\Delta p$  la variation de pression de pore et  $u_{min}$ ,  $u_{max}$  les profondeurs verticales minimale et maximale du modèle de réservoir.

Dans ce type de calcul, les conditions aux limites sont les suivantes : il existe des déformations verticales ( $\varepsilon_{33} = \varepsilon_V \neq 0$ ) mais il n'y a pas de déformations latérales ( $\varepsilon_{11} = \varepsilon_{22} = \varepsilon_H = 0$ ) ; de plus, la variation des contraintes verticales est nulle ( $\Delta\sigma_{33} = \Delta\sigma_V = 0$ , voir Figure V.1).

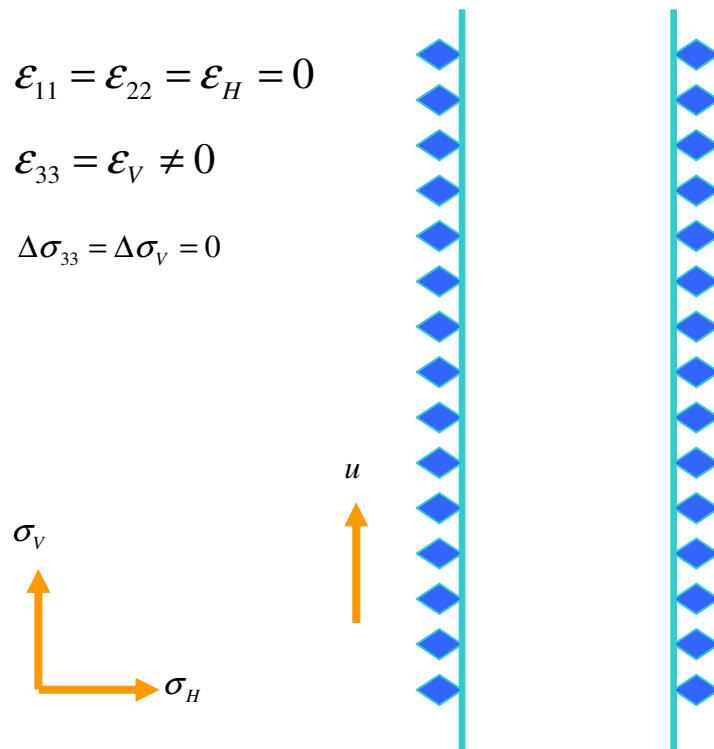


Figure V. 1 : Conditions aux limites des calculs oedométriques 1D

Dans un premier temps, un "calcul de référence" mécanique est défini dans cette analyse de la subsidence d'une colonne 1D de roches. Ce calcul de référence correspond aux conditions suivantes : évaluation de la subsidence au toit du réservoir pour une déplétion de 15 MPa, la lithologie étant connue et fixée à celle du puits de référence AN2, les valeurs du module d'incompressibilité étant prises soit comme la moyenne de  $K_{stat}$  par lithofaciès (pour les grès argileux, les argiles silteuses et les charbons dans le TABLEAU IV.11), soit calculées à partir des valeurs de la porosité moyenne (TABLEAU IV.9 pour les grès propres, les grès radioactifs, les grès micacés et les argiles) et la valeur du module de cisaillement étant déduite de  $K_{stat}$  par la relation linéaire précédemment établie (Tableaux IV.11). La valeur du coefficient de Biot est égale à 1. Les valeurs des propriétés mécaniques d'entrée dans le calcul de référence sont résumées dans le tableau V.1.

Tableau V.1 : Synthèses des valeurs des propriétés mécaniques d'entrée dans le calcul 1D de référence

Lithofaciès	Kstat (GPa)	Gstat (GPa)	b
Grès propres (code 0)	7,57	6,03	1
Grès radioactifs (code 1)	5,79	4,54	1
Grès micacés (code 2)	5,51	4,30	1
Grès argileux (code 3)	6,83	5,41	1
Argiles silteuses (code 4)	7,62	6,07	1
Argiles (code 5)	7,94	6,33	1
Charbons (code 6)	5,49	4,29	1

Ce calcul de référence conduit aux valeurs suivantes respectivement pour la subsidence au toit du réservoir et la variation de contrainte effective horizontale :

$$S = 0.3 \text{ m}$$
$$\Delta\sigma'_H = 3.5 \text{ MPa.}$$

Comme la valeur de  $b$  est prise égale à 1, la variation de contrainte effective verticale  $\Delta\sigma'_v$  sera partout égale à 15 MPa. Nous constatons que la valeur de la subsidence estimée au toit du réservoir n'est pas négligeable sur le champ A.

## V.2.2 Impact des incertitudes sur les propriétés mécaniques

Cet impact est étudié en effectuant 100 simulations géostatistiques 1D de l'ensemble des paramètres mécaniques, la colonne lithologique étant maintenue constante (lithologies du puits de référence AN2, Figures IV.1 et V.5). Pour les lithologies 3, 4 et 6, les modules mécaniques sont simulés par tirage de Monte-Carlo suivant les lois présentées dans le tableau IV.11 ; pour les autres lithologies (codes 0, 1, 2 et 5), la porosité est tout d'abord générée aléatoirement à partir des lois correspondantes (Tableau IV.9), puis ensuite « habillée » en modules mécaniques à partir des relations du tableau IV.11.

Les variations des contraintes effectives et des déformations le long du puits en fonction de la profondeur sont calculées ainsi que le déplacement vertical  $S$  pour les différentes simulations.

La figure V.2 montre les caractéristiques statistiques du module d'incompressibilité drainé simulé pour 100 simulations géostatistiques à chaque profondeur avec  $Kd\_Q25\_fix$ ,  $Kd\_moy\_fix$ ,  $Kd\_Q75\_fix$ ,  $Kd\_std\_fix$  et  $Kd\_Cv\_fix$ , successivement, le quartile 25%, la moyenne, le quartile 75%, l'écart-type et le coefficient de variation du module d'incompressibilité drainé simulé pour 100 simulations à chaque profondeur dans le cas où la lithologie est supposée connue.

Nous constatons que le coefficient de variation associé peut atteindre 33% surtout dans les lithofaciès des argiles silteuses. Au toit du réservoir, le coefficient de variation est plutôt faible (6.9%).

Les caractéristiques statistiques des variations des contraintes effectives horizontales sont présentées sur la figure V.3 avec, successivement,  $\Delta H\_Q25\_fix$ ,  $\Delta H\_moy\_fix$ ,  $\Delta H\_Q75\_fix$ ,  $\Delta H\_std\_fix$  et  $\Delta H\_Cv\_fix$  le quartile 25%, la moyenne, le quartile 75%, l'écart-type et le coefficient de variation des variations des contraintes effectives horizontales calculées à chaque profondeur dans le cas où la lithologie est supposée connue. Des valeurs maximales de 5.8% sont observées pour le coefficient de variation.

Les histogrammes de la subsidence et des variations des contraintes effectives horizontales au toit du réservoir (Figure V. 4) montrent un impact faible des incertitudes sur la subsidence  $S$  (coefficient de variation défini par le rapport entre l'écart-type et la moyenne d'environ 0.66%) et sur les contraintes effectives horizontales (coefficient de variation d'environ 0.76%).

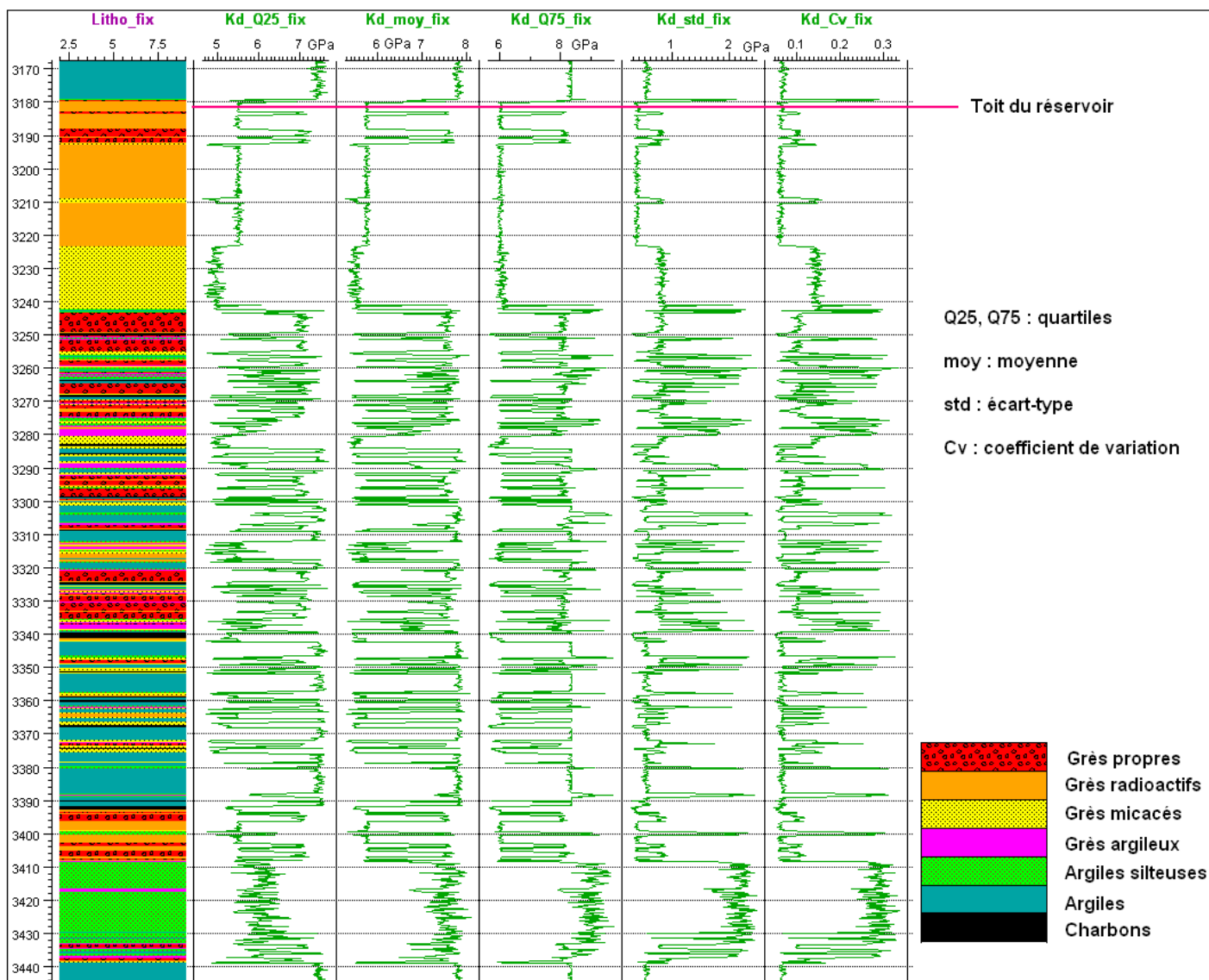


Figure V. 2 : Caractéristiques statistiques du module d'incompressibilité drainé simulé dans le cas où la lithologie est supposée connue

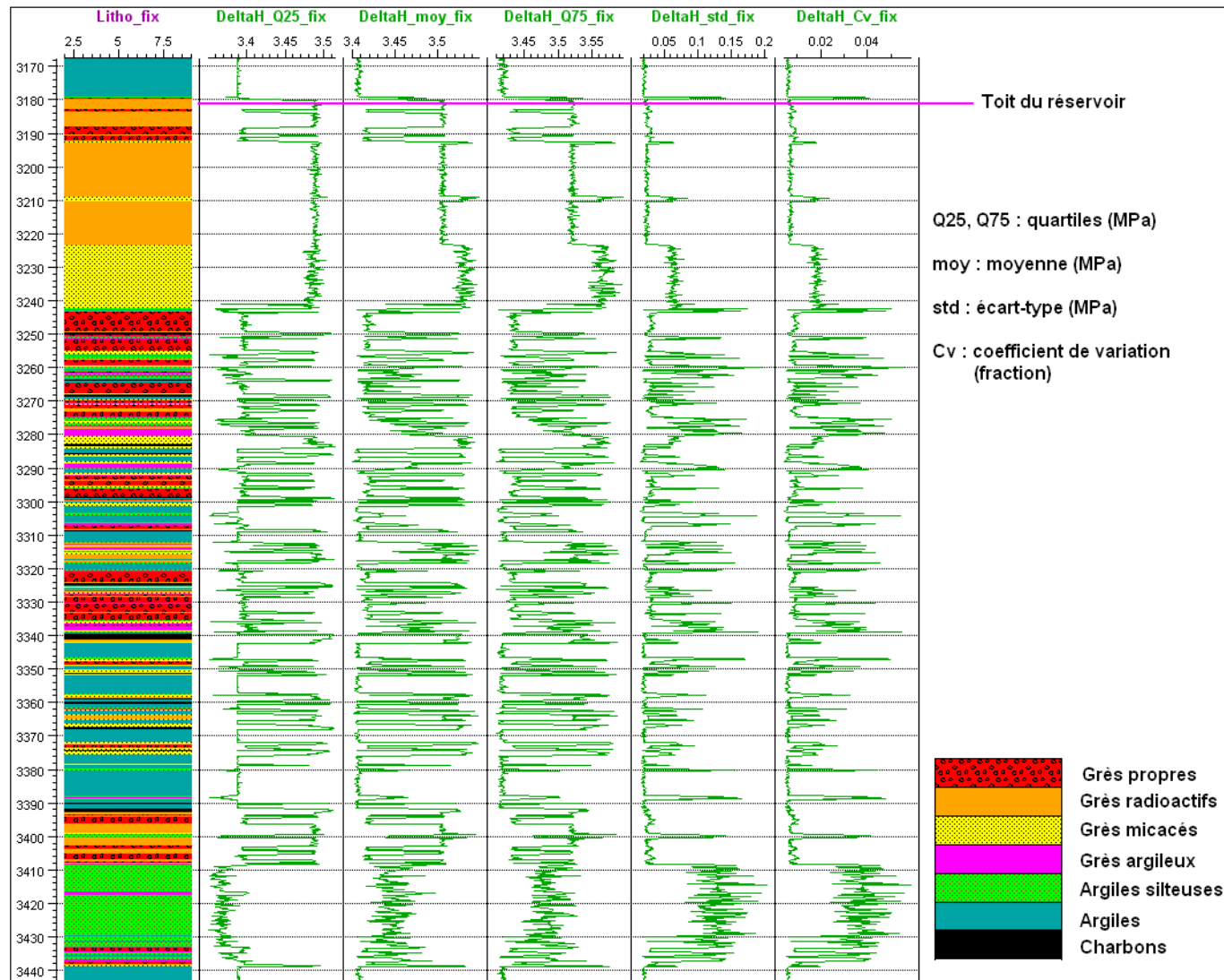
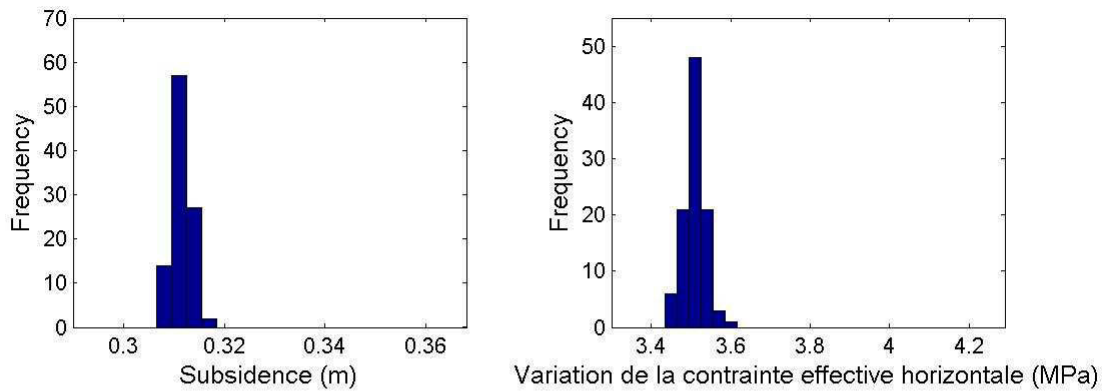


Figure V. 3 : Caractéristiques statistiques des variations des contraintes effectives horizontales calculées dans le cas où la lithologie est supposée connue



**Figure V. 4 : Histogrammes des valeurs de subsidence au toit du réservoir et des variations des contraintes effectives horizontales dans le cas où la lithologie est supposée connue**

Les caractéristiques des modules d'incompressibilité, des variations de la contrainte effective horizontale et de la subsidence pour 100 simulations au toit du réservoir, et ce dans le cas où la lithologie est supposée connue, sont synthétisées dans le tableau V. 2.

**Tableau V. 2 : Incertitudes en entrée et en sortie pour le calcul 1D au toit du réservoir dans le cas où la lithologie est supposée connue**

Caractéristiques	Kstat (GPa)	$\Delta\sigma'H$ (MPa)	S (m)
Min	4,87	3,46	0,307
Moyenne	5,68	3,51	0,3109
Max	6,71	3,57	0,3164
Ecart-type	0,39	0,026	0,002
Coefficient de variation	6,9%	0,76%	0,66%

### V.2.3 Impact des incertitudes sur les lithologies du réservoir

Loin des puits, une autre source d'incertitude est la lithologie, habituellement mal contrôlée en particulier dans un tel environnement fluvio-deltaïque très hétérogène. Cet impact est analysé en effectuant au sein du réservoir des simulations géostatistiques de la lithologie. La figure V.5 montre cinq réalisations de la lithologie, comparées à la lithologie du puits de référence, préliminairement à la simulation aléatoire des propriétés mécaniques.

Les simulations lithologiques sont réalisées par la méthode de la simulation séquentielle d'indicatrice non conditionnelle pour avoir plus de variabilité lithologique par rapport à la simulation conditionnelle. La modélisation se fait pour chaque lithofaciès dans un logiciel prototype développé à l'IFP : le logiciel « PSW ». Les caractéristiques géostatistiques des variogrammes sont déduites des variogrammes expérimentaux calculés à partir du puits de référence AN2 (Tableau V.3).

**Tableau V. 3 : Caractéristiques géostatistiques des lithofaciès pour le cas 1D**

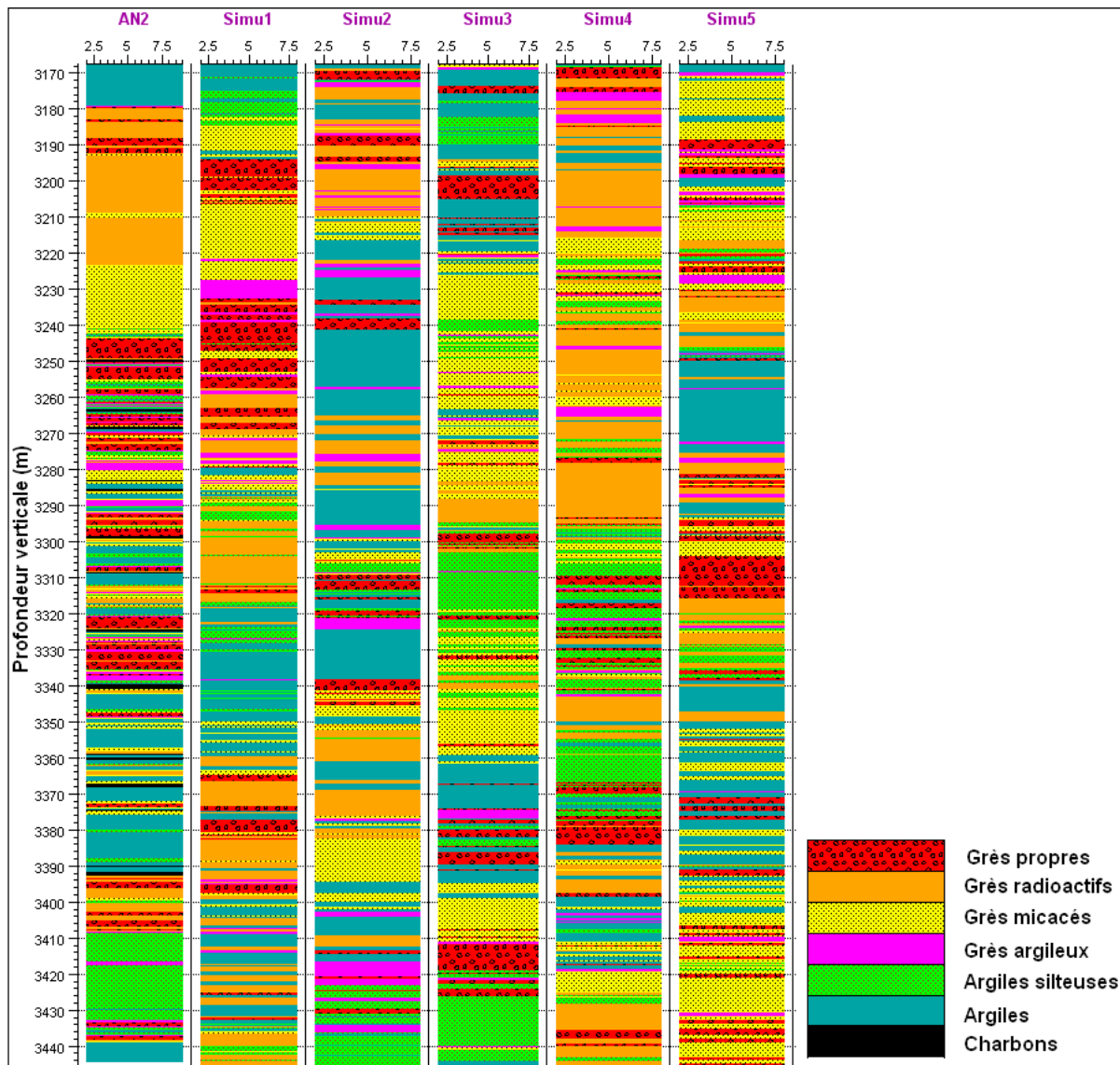
Lithofaciès	Structures	Type	Portée (m)	Palier
Grès propres (code 0)	1	Exponentiel	2	0.1
	2	Sphérique	12	0.0424
Grès radioactifs (code 1)	1	Sphérique	35	0.092
	2	Exponentiel	1.4	0.07
Grès micacés (code 2)	1	Sphérique	18.2	0.0615
	2	Exponentiel	1	0.07
Grès argileux (code 3)	1	Exponentiel	1.5	0.0481
Argiles silteuses (code 4)	1	Exponentiel	0.9	0.058
	2	Sphérique	38	0.06144
Argiles (code 5)	1	Exponentiel	2	0.1
	2	Sphérique	30	0.0855
Charbons (code 6)	1	Exponentiel	1	0.0342

A noter que ces paramètres sont simplifiés par rapport à ceux utilisés pour la modélisation géostatistique 3D (Tableau IV.7), en particulier les variogrammes sont uniques pour tout l'intervalle du Brent. D'autre part, si ces simulations sont bien contraintes par les proportions de faciès sur tout l'intervalle du Brent telles qu'elles sont inférées au puits AN2 (Tableau V.4), elles ne sont pas contraintes par la courbe de proportions verticale (Figure IV.7). De plus, le support des simulations correspond aux grilles des mesures diagraphiques (0.2m) et donc est beaucoup plus fin que le support utilisé pour les simulations 3D (ce support étant les couches constitutives des unités stratigraphiques, support plurimétrique). Par conséquent, ces simulations 1D ne sont pas tout à fait comparables aux simulations 3D discutées dans le chapitre IV.

**Tableau V. 4 : Proportions globales des lithofaciès pour le cas 1D**

Lithofaciès	Proportions (%)
Grès propres (code 0)	17
Grès radioactifs (code 1)	20
Grès micacés (code 2)	16
Grès argileux (code 3)	5
Argiles silteuses (code 4)	14
Argiles (code 5)	25
Charbons (code 6)	3





**Figure V. 5 : Lithologies du puits de référence (à gauche) et ses 5 simulations lithologiques par indicatrice séquentielle**

Une fois la lithologie simulée, la porosité est simulée avec les mêmes lois que celles qui ont été présentées dans le chapitre IV (Tableau IV.9). Les propriétés mécaniques sont simulées à leur tour, en fonction de la lithologie générée et de la porosité associée à chaque profondeur considérée (Tableau IV.11).

Ainsi, les calculs mécaniques 1D effectués sur les nouvelles réalisations aléatoires des modules mécaniques prennent en compte à la fois les incertitudes sur les lithologies et leurs propriétés poro-mécaniques.

La figure V.6 présente les caractéristiques statistiques du module d'incompressibilité drainé simulé pour 100 simulations géostatistiques à chaque profondeur, dans le cas où la lithologie est supposée inconnue. Cette fois, nous constatons que le coefficient de variation associé atteint jusqu'à 35% dans tout le réservoir. Au toit du réservoir, le coefficient de variation est de 26.6%.

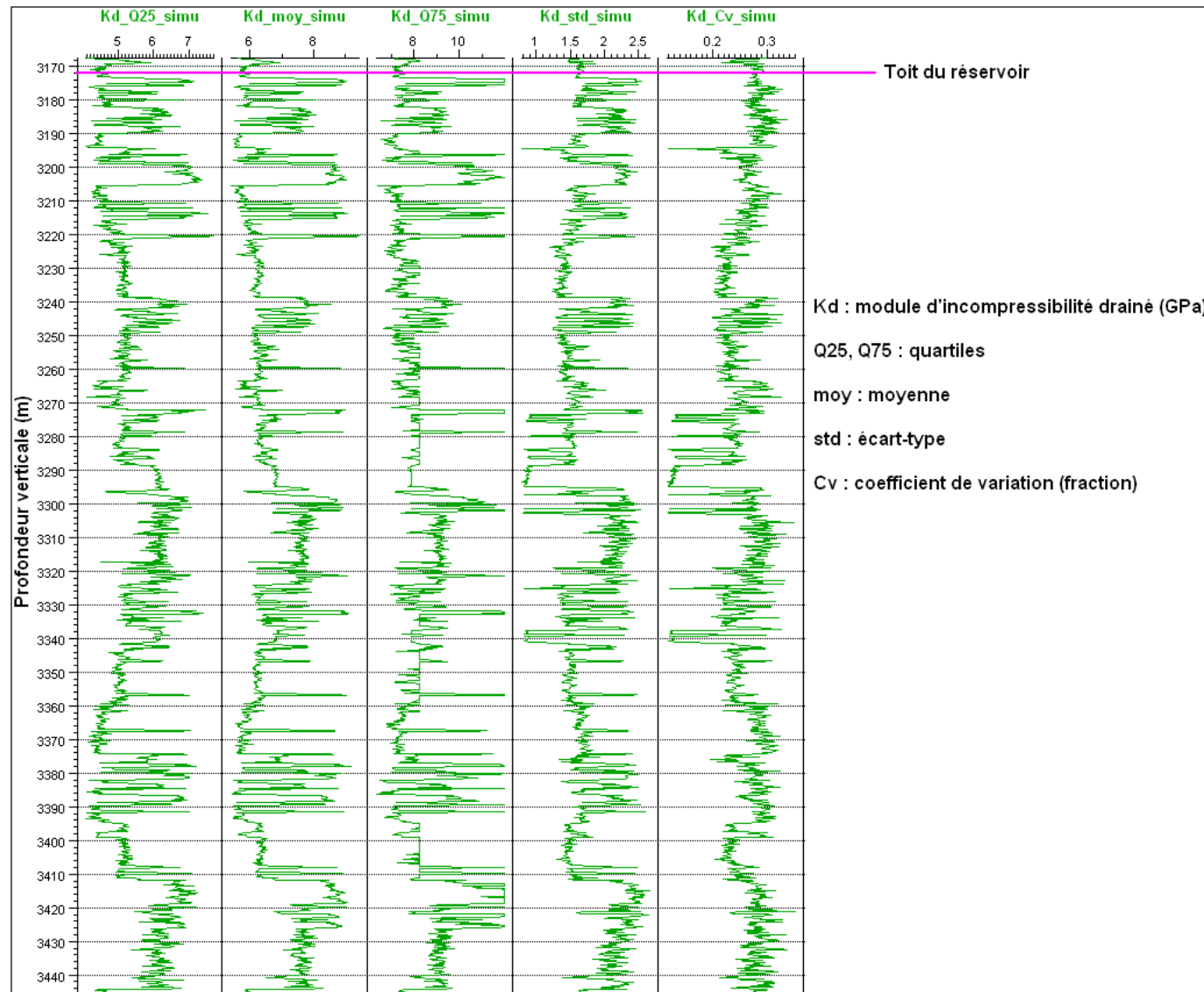
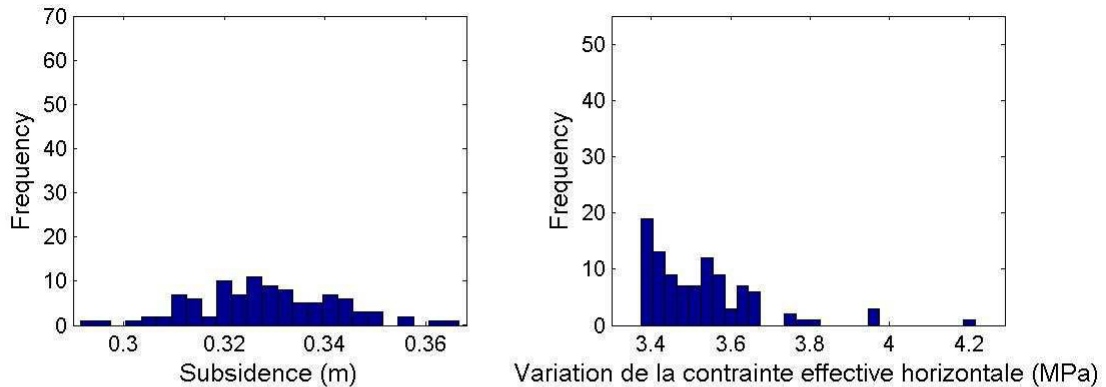


Figure V. 6 : Caractéristiques statistiques du module d'incompressibilité drainé simulé dans le cas où la lithologie est supposée inconnue

Des coefficients de variation beaucoup plus grands (Figure V.7) sont également observés pour la subsidence au toit du réservoir (4.26%) ainsi que pour les variations des contraintes effectives horizontales (3.23%), par rapport à ceux obtenus précédemment dans le cas où la lithologie était fixée : 0.66% pour la subsidence et 0.76% pour les variations des contraintes effectives horizontales respectivement.



**Figure V. 7 : Histogrammes des valeurs de subsidence et des variations des contraintes effectives horizontales dans le cas où la lithologie est supposée inconnue**

Les caractéristiques des modules d'incompressibilité, des variations de la contrainte effective horizontale et de la subsidence au toit du réservoir sont synthétisées dans le tableau V. 5, pour 100 simulations et ce, dans la cas où la lithologie est supposée inconnue.

**Tableau V. 5 : Incertitudes en entrée et en sortie pour le calcul 1D au toit du réservoir dans le cas où la lithologie est supposée inconnue**

Caractéristiques	Kstat (GPa)	$\Delta\sigma^H$ (MPa)	S (m)
Min	3,08	3,39	0,294
Moyenne	5,94	3,52	0,328
Max	8,36	3,84	0,365
Ecart-type	1,58	0,114	0,014
Coefficient de variation	26,6%	3,23%	4,26%

Les fluctuations de la contrainte effective horizontale obtenues sont reportées sur la figure V.8. L'incertitude sur la lithologie a un impact significatif sur les incertitudes en sortie de la modélisation géomécanique. En effet, des valeurs maximales de 6.2% sont observées pour le coefficient de variation des variations de la contrainte effective horizontale dans tout le réservoir. Ces valeurs de coefficients de variation restent cependant assez faibles. Il faut remarquer que, dans cette analyse, aucune incertitude sur le coefficient de Biot n'a été prise en compte, et qu'il a été choisi constant et égal à 1.

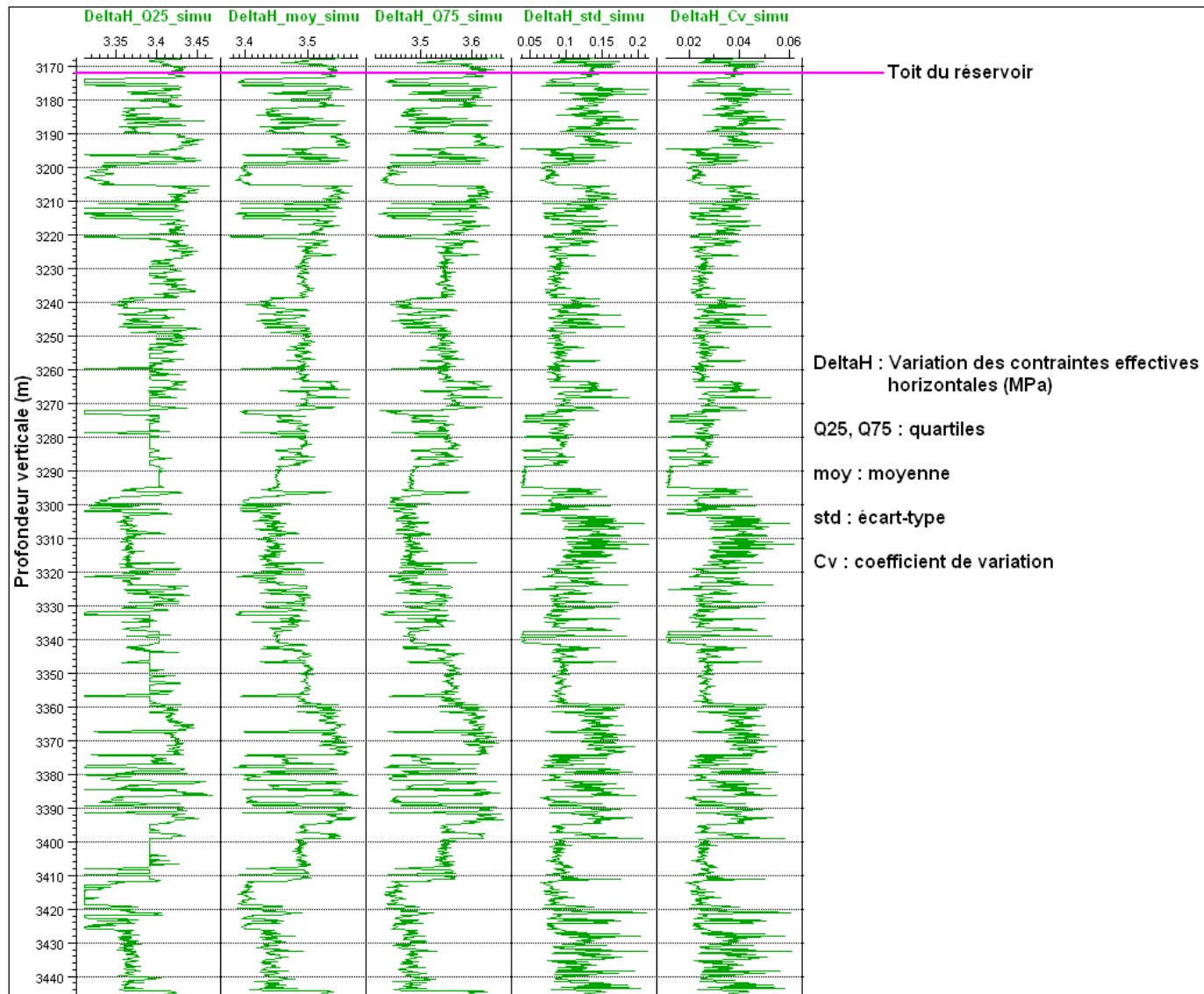


Figure V. 8 : Caractéristiques statistiques des variations des contraintes effectives horizontales calculées dans le cas où la lithologie est supposée inconnue

#### **V.2.4 Discussion sur les résultats obtenus dans le cas du calcul 1D**

Les résultats rassemblés dans ce paragraphe conduisent, d'une part à une méthodologie efficace dans le cadre des études de risque de subsidence sur les réservoirs pétroliers fortement déplétés, ou ceux correspondant à des formations mécaniquement sensibles (roches peu consolidées, fracturées, etc.), puisqu'elle permet de façon simple et rapide d'avoir un ordre de grandeur du déplacement vertical, ainsi que de l'impact des incertitudes lithologiques et mécaniques sur cet ordre de grandeur. Sur la base de ce calcul rapide, il peut être décidé ou non de réaliser une modélisation géomécanique 3D.

Il est également bien établi qu'en modélisation géomécanique, il existe des incertitudes importantes sur les propriétés mécaniques de remplissage du modèle, en raison de la présence d'hétérogénéités à l'intérieur du réservoir et de sa couverture, et en liaison avec le peu de données généralement disponibles, que ce soit des mesures directes au laboratoire ou des données indirectes issues des puits. L'approche démontrée dans ce paragraphe permet d'intégrer simplement et efficacement les différentes incertitudes dans ce type d'analyse simplifiée de la subsidence fondée sur un calcul oedométrique.

### **V.3 Modélisation 3D**

Ce paragraphe est dédié à l'étude de l'impact des hétérogénéités mécaniques et de leurs incertitudes sur les résultats de la modélisation géomécanique par éléments finis des modèles géomécaniques 3D qui ont été construits par des approches de simulation géostatistique dans le chapitre IV. D'ores et déjà, l'étude géomécanique 1D a souligné l'impact d'une dépressurisation de 15 MPa au sein du réservoir sur la subsidence verticale, en fournissant un ordre de grandeur de 0.3 m au toit du Brent, dans le cadre du choix des propriétés mécaniques peu contrastées. Les valeurs dans le cas du modèle mécanique 3D devraient, en principe, être inférieures puisque les cellules du modèle sont « tenues » latéralement dans ce cas-là.

La convention de signe utilisée dans le cas de la modélisation 3D est celle de la mécanique, à la différence de la convention de signe de la modélisation 1D présentée précédemment qui était celle de la géomécanique. Ainsi, dans ce qui suit, les tractions sont considérées positives et les compressions négatives. Ce changement de convention de signe est lié à l'utilisation du logiciel Abaqus pour effectuer les calculs 3D, ce logiciel étant un logiciel « généraliste » de calculs mécaniques, non dédié à la géomécanique. L'homogénéisation avec la convention de signe de la géomécanique, requérant une édition importante des résultats, aurait été une source d'erreur potentielle, c'est la raison pour laquelle la convention de signe générale de la mécanique a été conservée dans cette partie.

La modélisation géomécanique 3D par éléments finis retenue est de type mécanique en dehors de la zone réservoir (calculs en contraintes totales), et de type hydro-mécanique au sein du réservoir (calculs en contraintes effectives). Elle requiert la définition d'un certain nombre de paramètres sur les nœuds des éléments, déduits du géomodèle 3D construit précédemment, de conditions initiales et de conditions aux limites.

Dans le cadre de ces modèles 3D, nous rappelons que nous avons considéré une dépressurisation homogène du réservoir de 15 MPa, ce qui permet de tester rapidement la simulation mécanique sans avoir à réaliser auparavant un modèle d'écoulement. Par ailleurs, ce choix permet aussi de découpler les effets des hétérogénéités lithologiques et mécaniques

et ceux d'un chargement hétérogène (suite à une variation de pression de pore hétérogène) dans l'analyse de l'impact des hétérogénéités sur les variations de contraintes et de déformations, comme déjà précisé dans l'introduction.

### V.3.1 Conditions initiales

Cette étape consiste à initialiser certaines variables qui seront utilisées par le simulateur mécanique, le logiciel Abaqus dans ce travail. Le géomodèle, quant à lui, qui a été construit avec le logiciel Gocad. Il est défini en volumes finis et toutes les propriétés sont renseignées au centre des mailles. Le modèle Abaqus, par contre, est en éléments finis et il requiert certaines propriétés aux noeuds (coins des mailles). Le transfert des informations du géomodèle Gocad vers le simulateur mécanique aux éléments finis Abaqus est alors nécessaire (cf. Annexe A).

Ce transfert des informations du géomodèle Gocad vers le simulateur mécanique Abaqus et le calcul des propriétés spécifiques requises aux noeuds a fait l'objet du développement d'un code en Python (G. Ferrer, note en cours de rédaction documentant les spécifications, la réalisation informatique et le mode d'emploi).

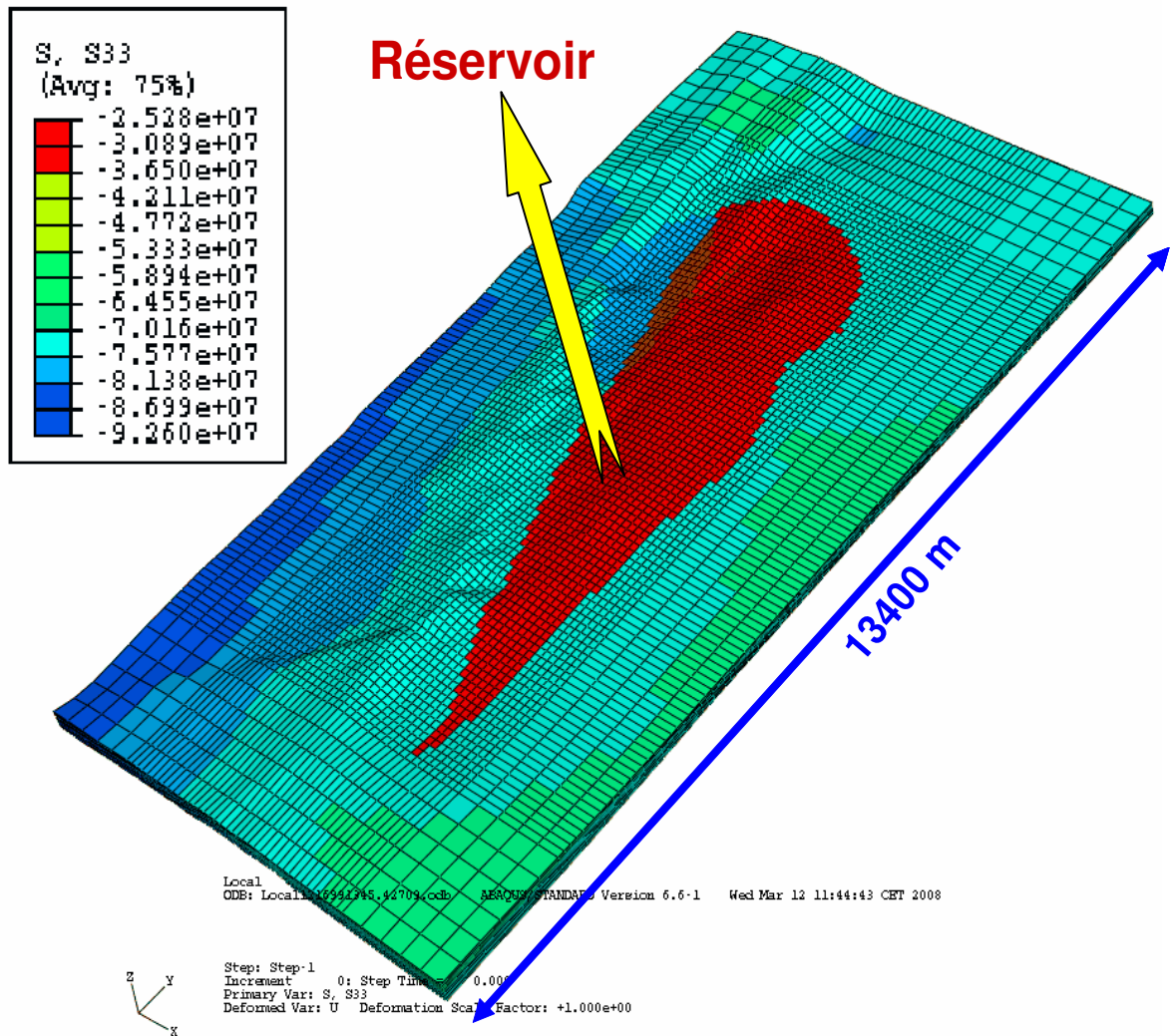
En particulier, l'indice de vide et la saturation en eau sont attribués à chaque nœud par la moyenne de ces propriétés sur les éléments auxquels ce nœud appartient. La pression de pore initiale est de 45 MPa uniforme dans le réservoir, cette valeur ayant été obtenue par les études de PVT au laboratoire.

Comme dans le cas 1D, nous avons décidé de ne pas intégrer la variabilité du coefficient de Biot par lithofaciès et son écart à la valeur de 1 dans les calculs hydro-mécaniques, en sachant que l'approximation faite a un impact de second ordre par rapport à la variabilité des modules d'incompressibilité et de cisaillement.

Pour les contraintes initiales de la structure géologique, on calcule le poids des terres appliqué à chaque nœud en fonction de la densité et de la profondeur. Nous avons décidé d'effectuer un calcul hydro-mécanique pour l'unité du réservoir et un calcul purement mécanique pour les unités dans la couverture et les épontes. Par conséquent, pour les noeuds dans la couverture et les épontes, les contraintes initiales sont exprimées en contraintes totales et les matériaux sont considérés comme non drainés dans le calcul; pour les noeuds dans le réservoir, les contraintes initiales sont données en contraintes effectives au sens de Terzaghi, c'est-à-dire la différence entre contrainte totale et pression de pore, et les matériaux sont considérés comme drainés dans le calcul.

Les contraintes initiales verticales pour les épontes latérales et le réservoir sont présentées sur la figure V.9. Nous constatons que la valeur moyenne des contraintes initiales verticales est de -30 MPa pour le réservoir (zone en couleur rouge) et de -75 MPa pour les épontes latérales: la différence entre ces deux contraintes est bien la pression initiale de pore dans le réservoir, laquelle vaut 45 MPa.

Il est à noter que les valeurs des contraintes sont négatives (voir l'échelle de la figure V.9), ce qui correspond à la convention de signe mécanique. Nous rappelons que cette convention est adoptée jusqu'à la fin du chapitre.



**Figure V.9 : Contraintes initiales verticales (en Pa) pour l'éponte latérale et le réservoir**

Des coupes verticales Nord-Sud des contraintes initiales sont présentées sur les figures V.10, V.11, et V.12. Ces contraintes initiales sont calculées en fonction des densités de la roche et de la profondeur. La valeur du coefficient de pression des terres au repos  $K_0$  est prise constante, égale à 0.8.

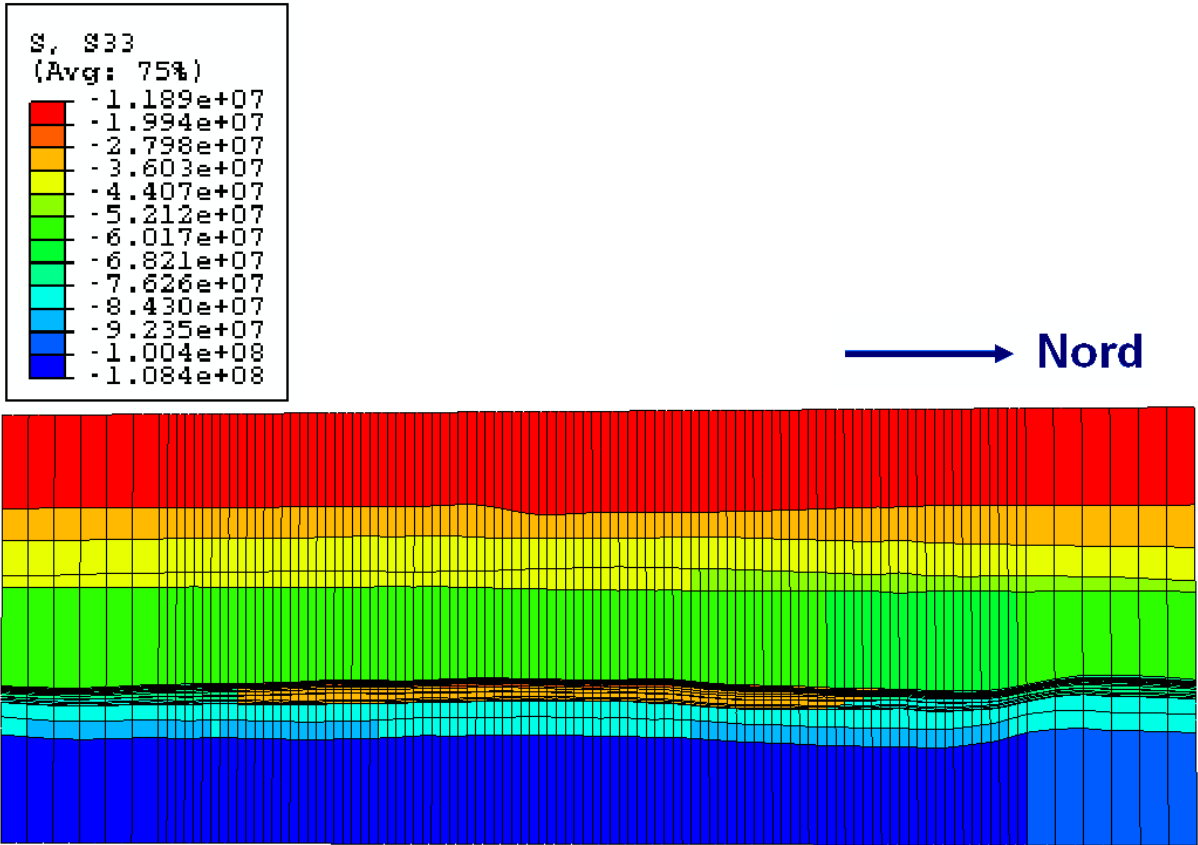


Figure V. 10 : Coupe verticale Nord-Sud pour les contraintes initiales verticales (en Pa)

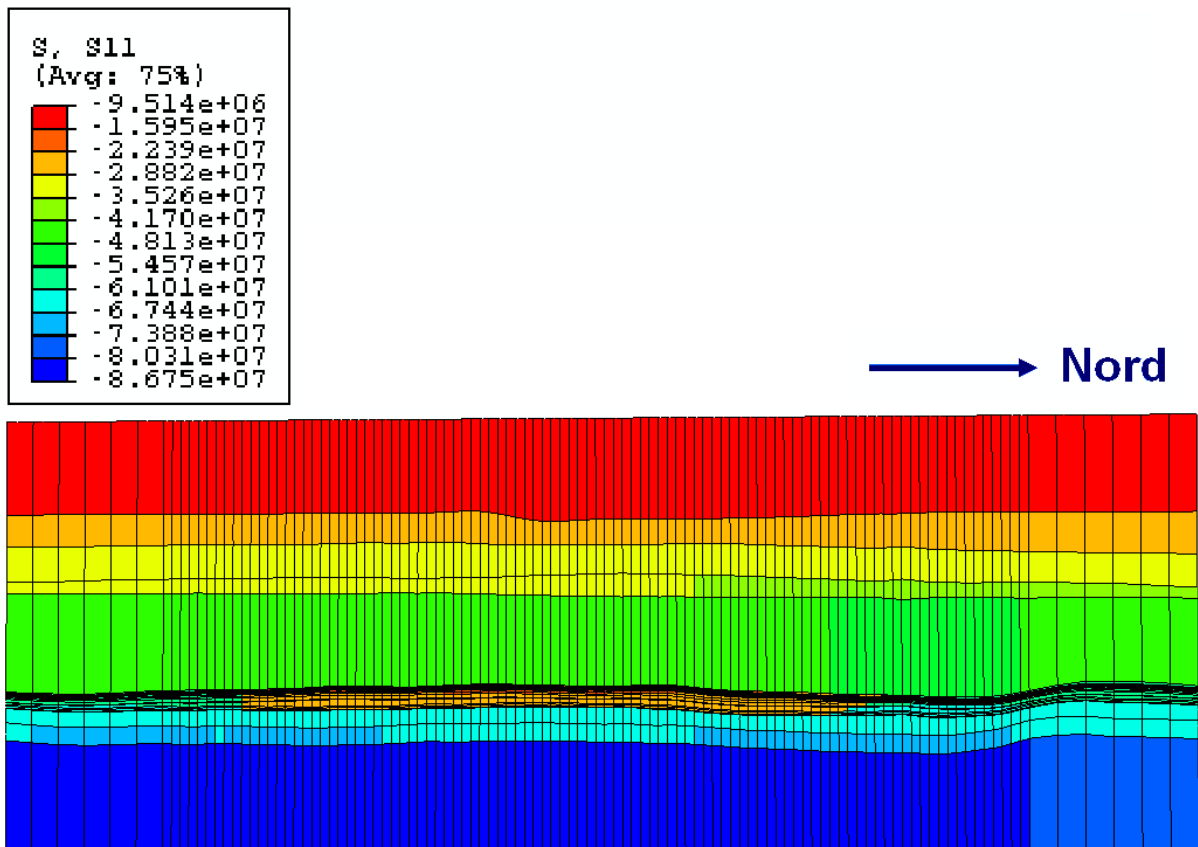


Figure V. 11 : Coupe verticale Nord-Sud pour les contraintes initiales horizontales dans la direction X (en Pa)



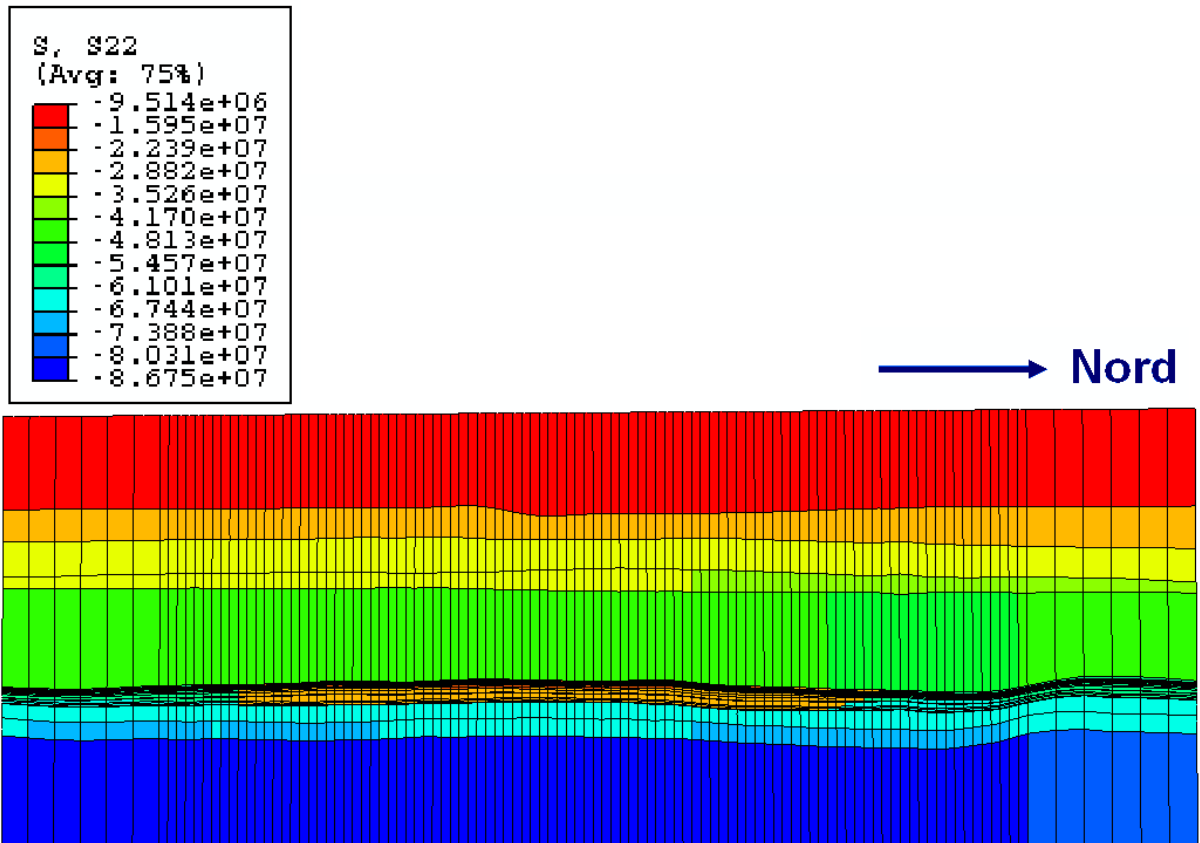


Figure V. 12 : Coupe verticale Nord-Sud pour les contraintes initiales horizontales dans la direction Y (en Pa)

### V.3.2 Conditions aux limites

Les conditions aux limites imposées au modèle concernent sa base et ses faces latérales : les déplacements verticaux à la base et les déplacements horizontaux sur les faces latérales sont bloqués (Figure V.13).

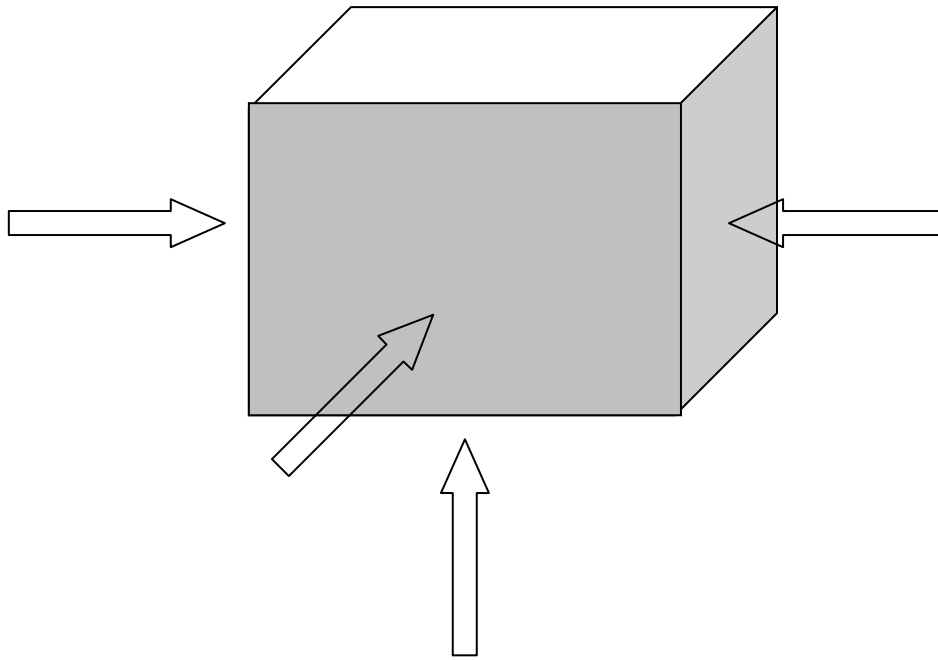
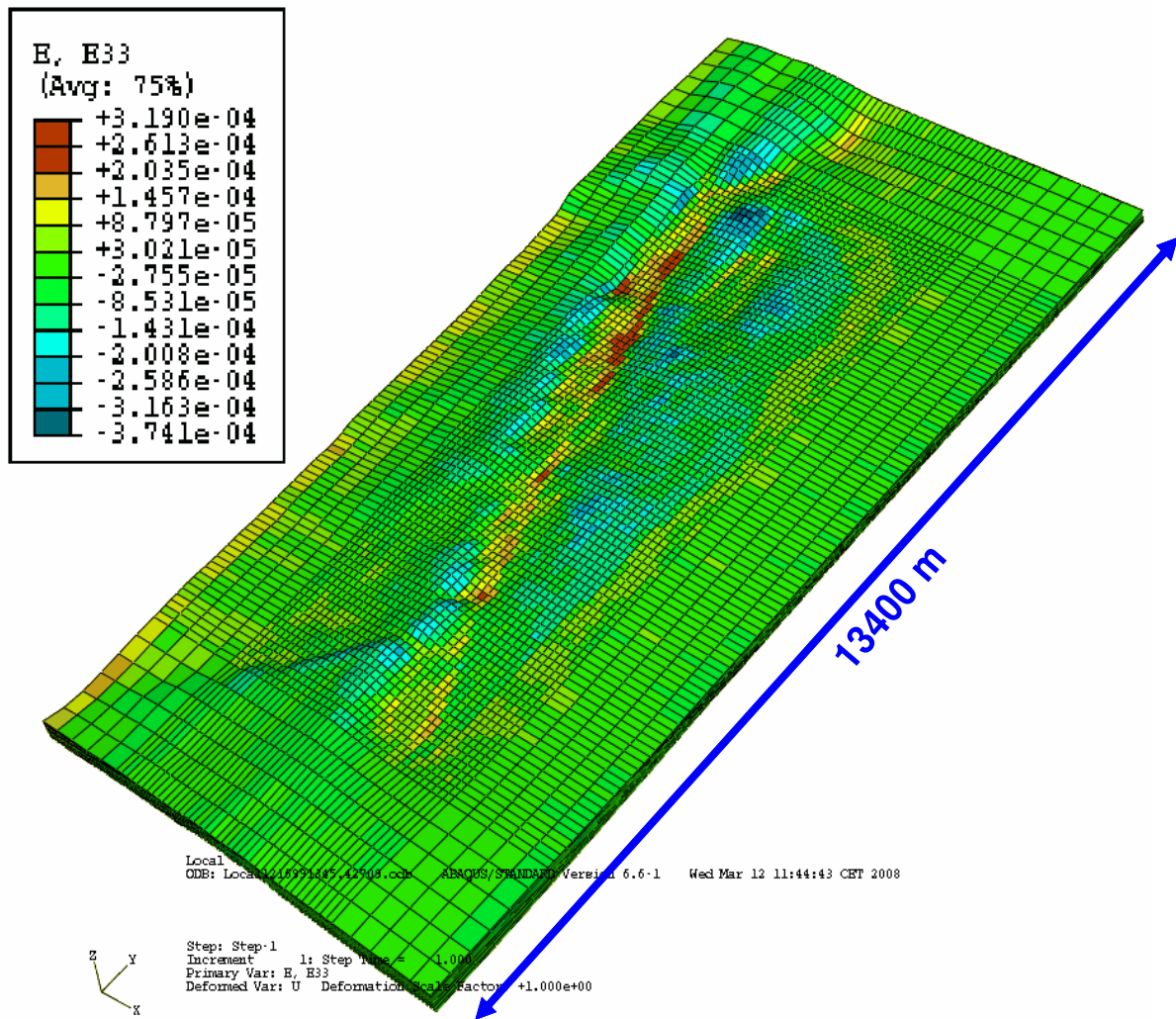


Figure V. 13 : Conditions aux limites appliquées au modèle géomécanique

### V.3.3 Équilibre géostatique de la structure géologique

Cette étape est utilisée pour obtenir un état d'équilibre géostatique. Ainsi, elle permet de vérifier que le champ de contraintes initiales est en équilibre avec les chargements appliqués et les conditions aux limites. Le chargement initial considéré est de type gravitaire et le poids des terres est appliqué à la structure (chargement distribué).

Idéalement, les chargements et les contraintes initiales doivent exactement s'équilibrer et ne produire aucune déformation. La figure V.14 représente la déformation initiale pour le réservoir et l'épente latérale. La déformation obtenue au pas géostatique est très faible, de l'ordre de  $10^{-5}$  à  $10^{-4}$ , elle n'est pas strictement nulle mais le résultat est tout à fait acceptable. Pour la suite de l'analyse, il faudra soustraire les faibles déplacements issus du pas géostatique aux déplacements calculés dans les pas suivants, afin d'analyser les seuls effets du chargement considéré qui, dans le cas étudié, est lié à la variation de pression de pore (dépressurisation du réservoir).



**Figure V. 14 : Déformation verticale pour le réservoir et l'épente au pas géostatique**

Les contraintes au pas géostatique sont modifiées soigneusement par rapport aux contraintes initiales, pour que la structure soit équilibrée avec moins de déformations, tout en respectant les conditions aux limites appliquées qui lui sont appliquées (Figures V.15, V.16, V.17).

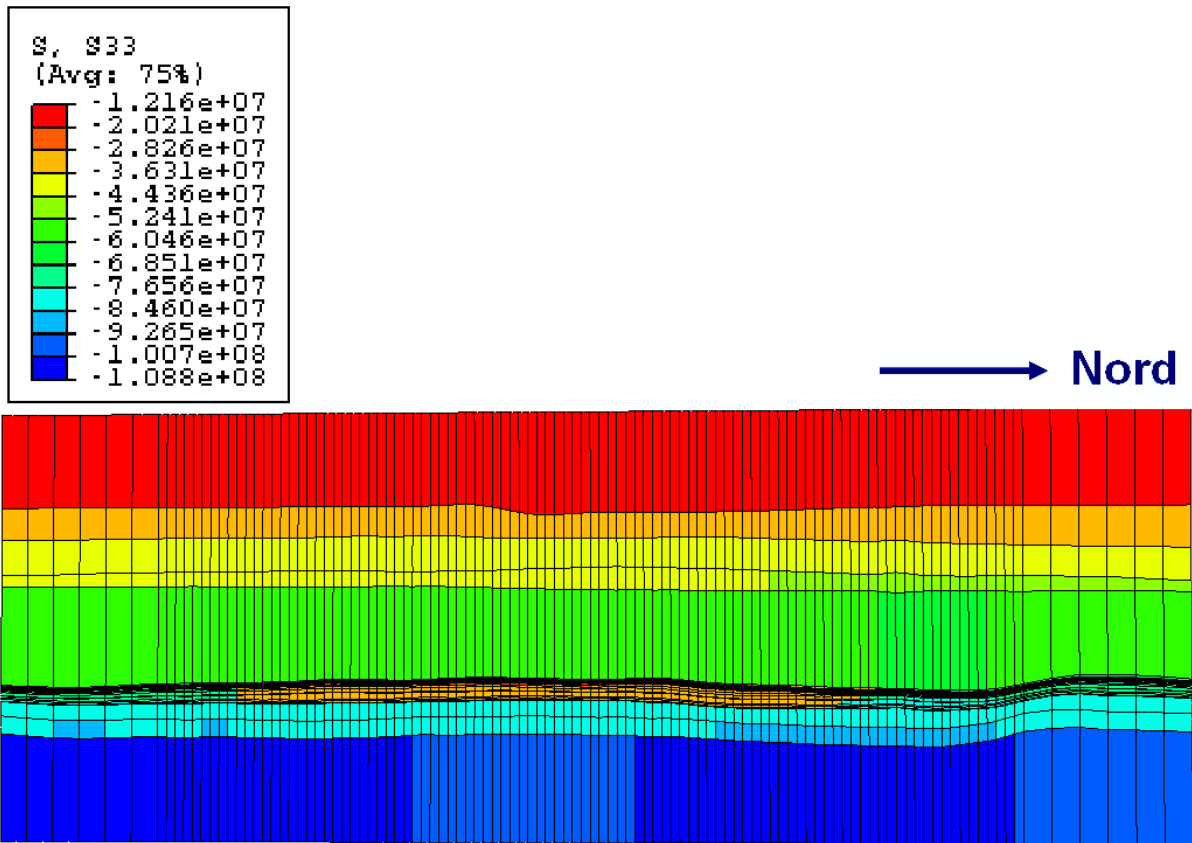


Figure V. 15 : Coupe verticale Nord-Sud pour les contraintes verticales au pas géostatique (en Pa)

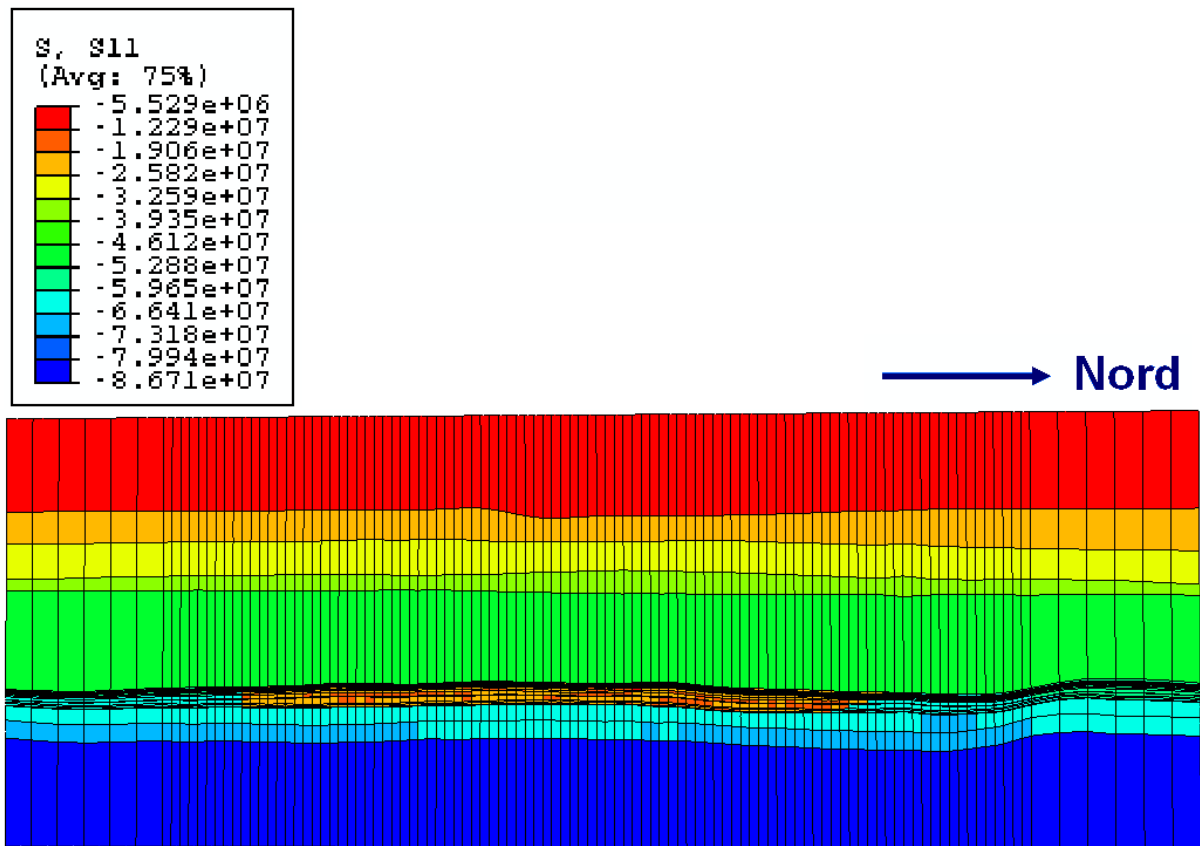


Figure V. 16 : Coupe verticale Nord-Sud pour les contraintes horizontales dans la direction X au pas géostatique (en Pa)

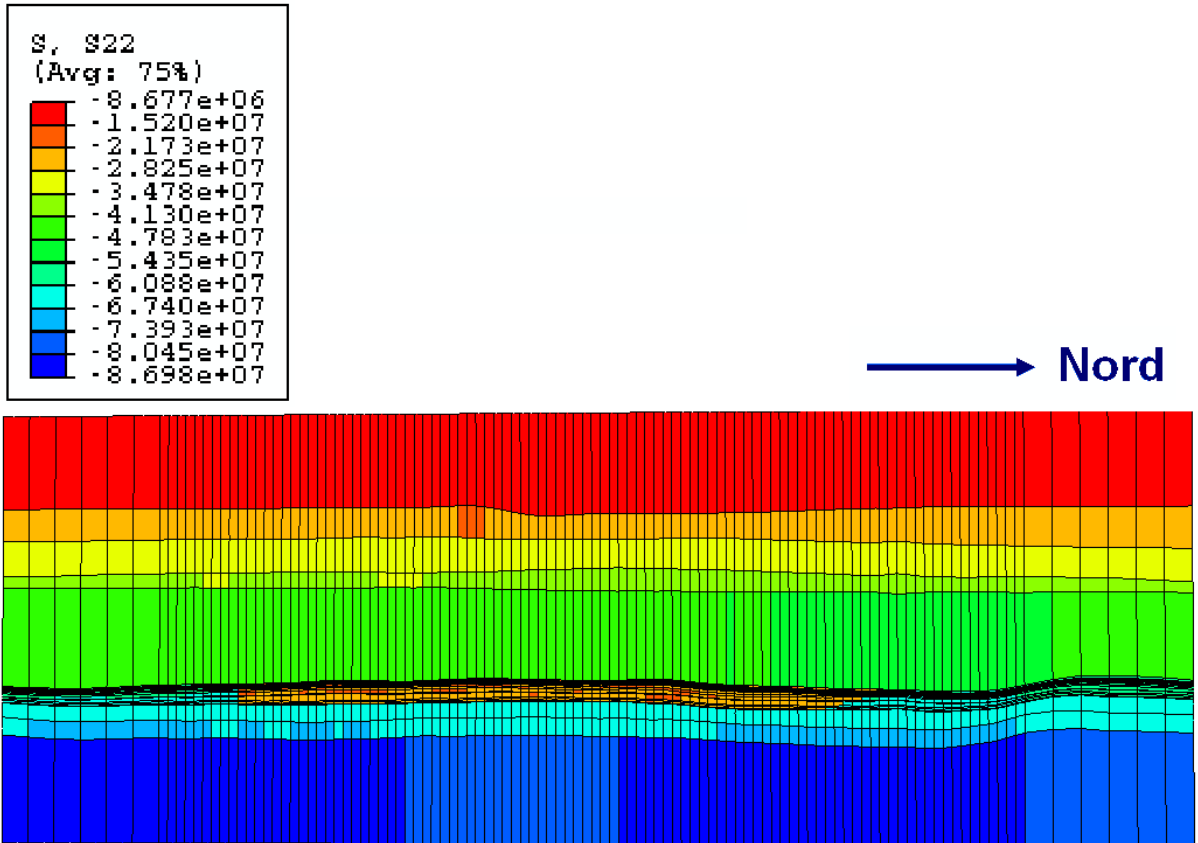


Figure V. 17 : Coupe verticale Nord-Sud pour les contraintes horizontales dans la direction Y au pas géostatique (en Pa)

### V.3.4 Analyse des résultats sur le cas peu contrasté

La dépressurisation utilisée dans le calcul du chargement mécanique de la structure est de 15 MPa uniforme au sein du réservoir.

Les analyses présentées dans la suite portent plus particulièrement sur deux couches spécifiques du réservoir, une couche située au sein de la formation du Tarbert et proche du toit du réservoir, la couche n° 7, et l'autre au sein de la formation du Ness plus proche de la base du réservoir, la couche n° 17 (Figure V.18). Ces deux couches diffèrent en termes d'hétérogénéités lithologiques en raison de leurs différents environnements de dépôt. La couche du Tarbert est assez homogène, avec des sables massifs correspondant à des dépôts tidaux. La couche choisie dans le Ness est très hétérogène, avec des chenaux gréseux, des dépôts argileux de plaine d'inondation et des bancs de charbons (Figure V.19).

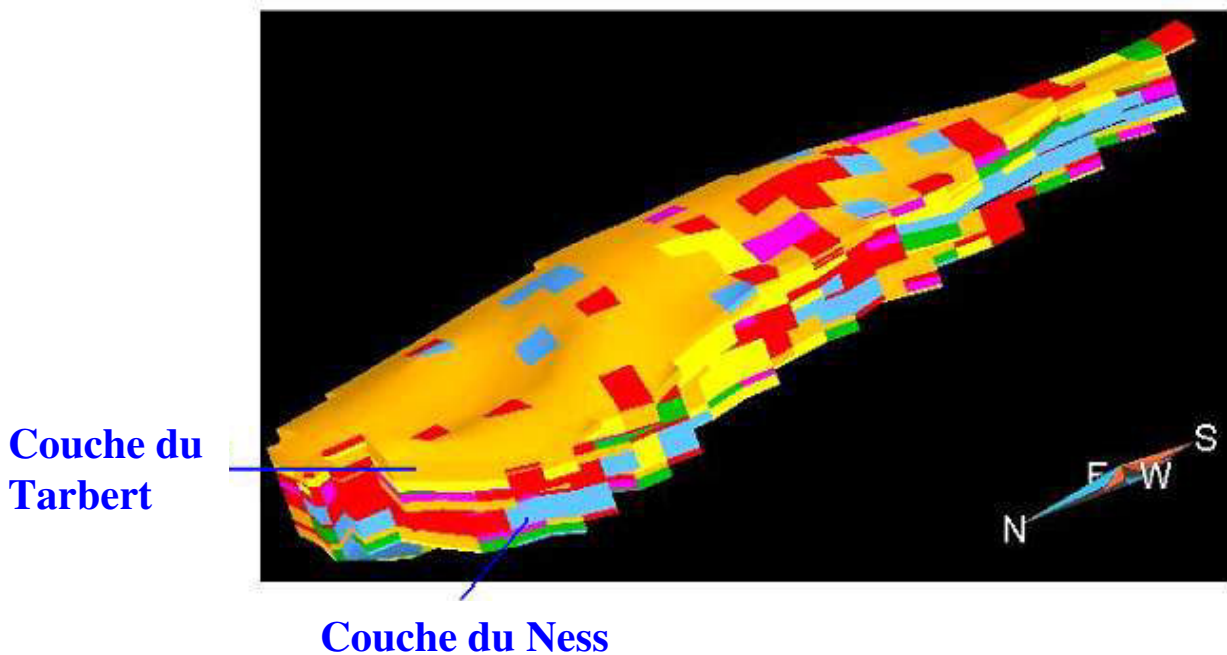


Figure V. 18 : Visualisation des deux couches sélectionnées pour les analyses au sein du réservoir

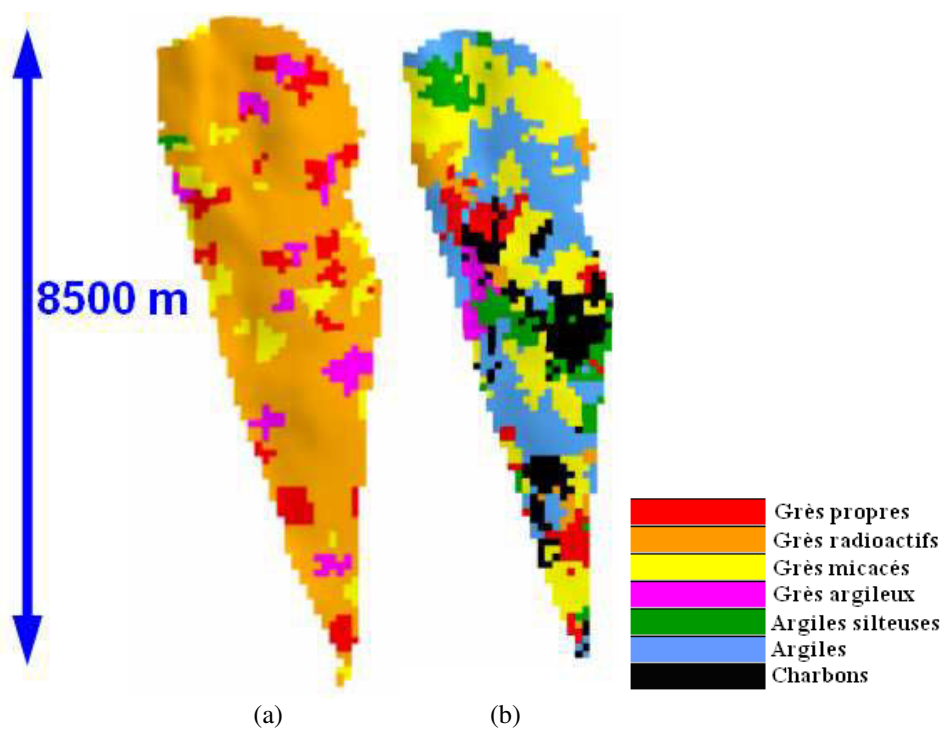


Figure V. 19 : Lithologies pour les couches du Tarbert et du Ness analysées

Dans un premier temps, l'impact des hétérogénéités présentes au sein du réservoir sur la modélisation mécanique a été étudié, et ce sans intégrer leurs incertitudes. La démarche va consister à comparer le comportement mécanique d'un modèle géomécanique *hétérogène* de référence, choisi parmi les réalisations géostatistiques disponibles, avec celui d'un modèle géomécanique *homogène par couche*.

Dans un second temps, nous étudierons les incertitudes obtenues sur les calculs mécaniques, à partir des simulations mécaniques des différentes réalisations géostatistiques de la distribution

spatiale des propriétés mécaniques. Comme dans le cas de la modélisation mécanique 1D, nous étudierons tout d'abord l'impact des incertitudes sur les modules mécaniques, à lithologie connue, puis l'impact des incertitudes sur les modules intégrant également les incertitudes sur les lithologies.

#### - Impact des hétérogénéités

Un modèle géomécanique *homogène par couche* basé sur l'ensemble des données disponibles est construit pour comparaison avec un modèle mécanique où les hétérogénéités sont intégrées.

Pour le modèle mécanique homogène, chaque couche est associée avec sa lithologie dominante et les modules mécaniques sont ceux du lithofaciès dominant. Ainsi, le module d'incompressibilité est choisi comme étant la valeur de la moyenne observée sur les données disponibles pour le lithofaciès correspondant (cf. Figure IV.10). A partir de cette valeur moyenne du module d'incompressibilité, le module de cisaillement est calculé avec la relation linéaire du tableau IV.11. Enfin, à partir des valeurs moyennes des modules d'incompressibilité et de cisaillement, les valeurs du module d'Young et du coefficient de Poisson sont calculées et présentées dans le tableau V.6. Le modèle prenant en compte les hétérogénéités lithologiques est une des réalisations géostatistiques en lithofaciès disponibles (cf. chapitre IV), les modules mécaniques attribués par lithofaciès étant ceux discutés précédemment, repris dans le tableau V.7.

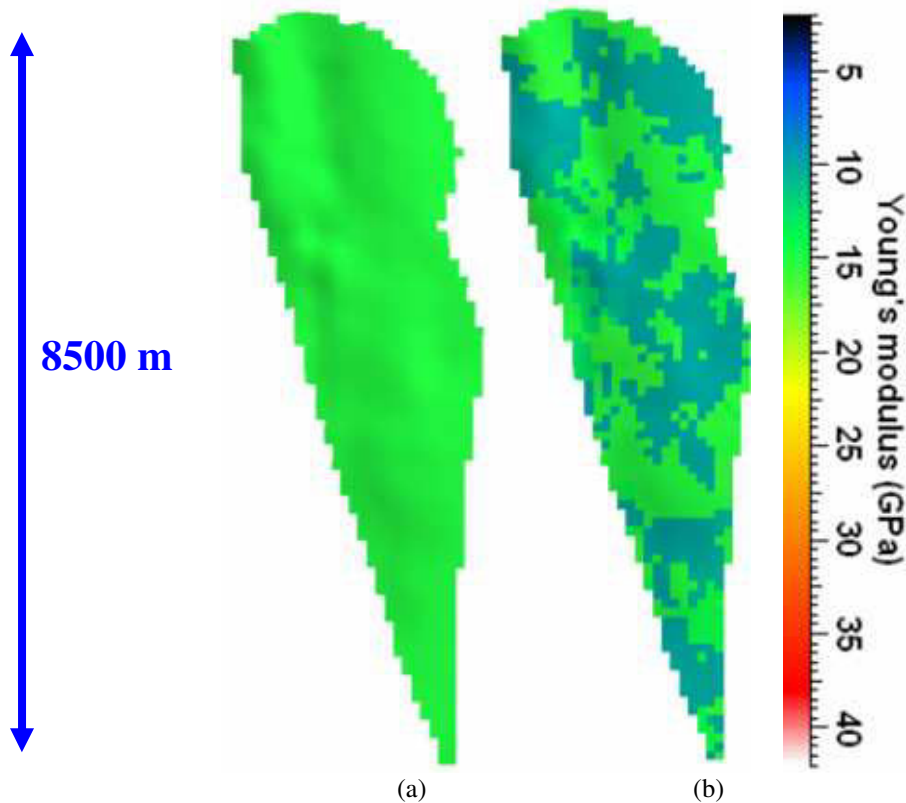
**Tableau V. 6 : Propriétés mécaniques attribuées à chaque couche pour le modèle mécanique standard**

<i>N° de couche</i>	<i>Lithologie dominante</i>	<i>Module d'Young E (GPa)</i>	<i>Coefficient de Poisson <math>\nu</math></i>
6	Grès radioactifs	10.79	0.172
7	Grès radioactifs	10.79	0.172
8	Grès radioactifs	10.79	0.172
9	Grès micacés	10.20	0.173
10	Grès micacés	10.20	0.172
11	Grès micacés	10.20	0.173
12	Grès propres	14.29	0.168
13	Grès propres	14.29	0.168
14	Grès propres	14.29	0.168
15	Argiles	15.49	0.167
16	Grès propres	14.29	0.168
17	Argiles	15.49	0.167
18	Grès radioactifs	10.79	0.172
19	Argiles silteuses	15,50	0.168
20	Argiles silteuses	15,50	0.168

**Tableau V. 7 : Propriétés mécaniques attribuées à chaque lithofaciès pour le modèle mécanique prenant en compte les hétérogénéités lithologiques**

<i>Lithologie</i>	<i>Module d'Young E (GPa)</i>	<i>Coefficient de Poisson <math>\nu</math></i>
Grès propres	14.29	0.168
Grès radioactifs	10.79	0.172
Grès micacés	10.20	0.173
Grès argileux	12.84	0.170
Argiles siteuses	15.49	0.168
Argiles	14.79	0.167
Charbons	10.15	0.173

Le module d'Young obtenu pour les deux cas étudiés (modèle homogène lithologiquement par couches, et modèle hétérogène lithologiquement) est représenté sur la figure V.20 pour la couche du Ness de la figure V.19. Comme il s'agit du cas avec des propriétés mécaniques peu contrastées entre les lithofaciès, l'impact des hétérogénéités lithologiques apparaît visuellement assez limité.



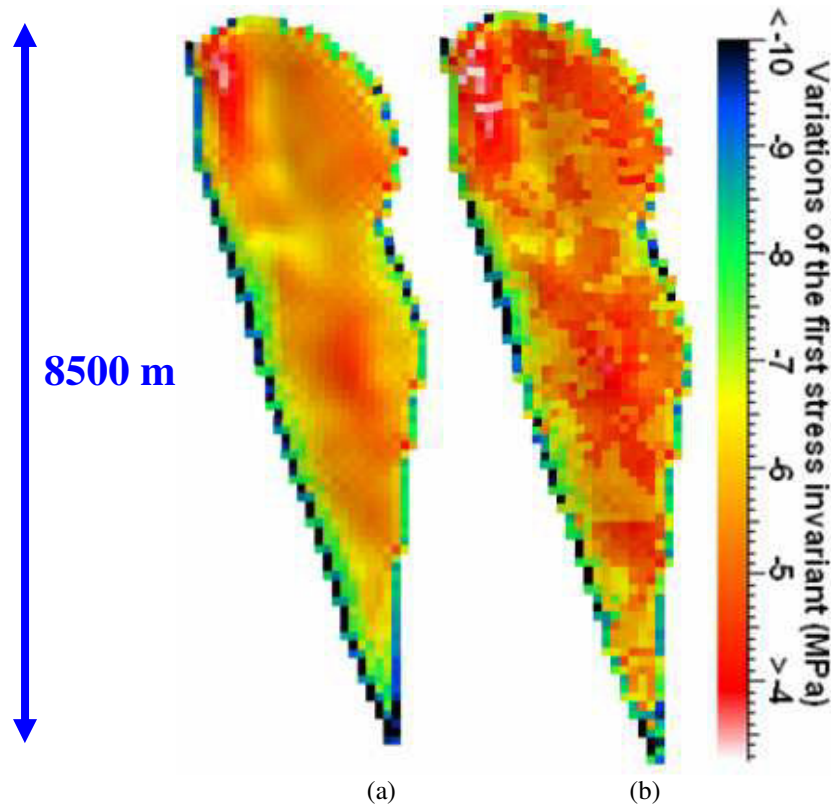
**Figure V. 20 : Module d'Young pour une couche spécifique du Ness avec des propriétés mécaniques constantes par couche (a) ou par lithofaciès (b)**

Dans la suite, les résultats des modélisations mécaniques obtenus seront présentés principalement au niveau du réservoir : nous analyserons plus particulièrement la variation du premier invariant du tenseur de contrainte entre le pas géostatique et le pas étudié, correspondant à une dépressurisation du réservoir du 15 MPa, c'est-à-dire la moyenne de la variation des contraintes effectives principales multipliée par trois. Nous analyserons



également le déplacement vertical entre les deux pas ainsi que le nombre et la localisation des cellules où la rupture pourrait être atteinte.

Nous constatons que, même dans le cas de propriétés mécaniques peu contrastées entre les lithofaciès, les hétérogénéités ont un impact sur la variation du premier invariant du tenseur de contrainte (Figure V.21) ainsi que sur la distribution spatiale et la gamme des déplacements verticaux (Figure V.23) dans la couche du Ness étudiée.



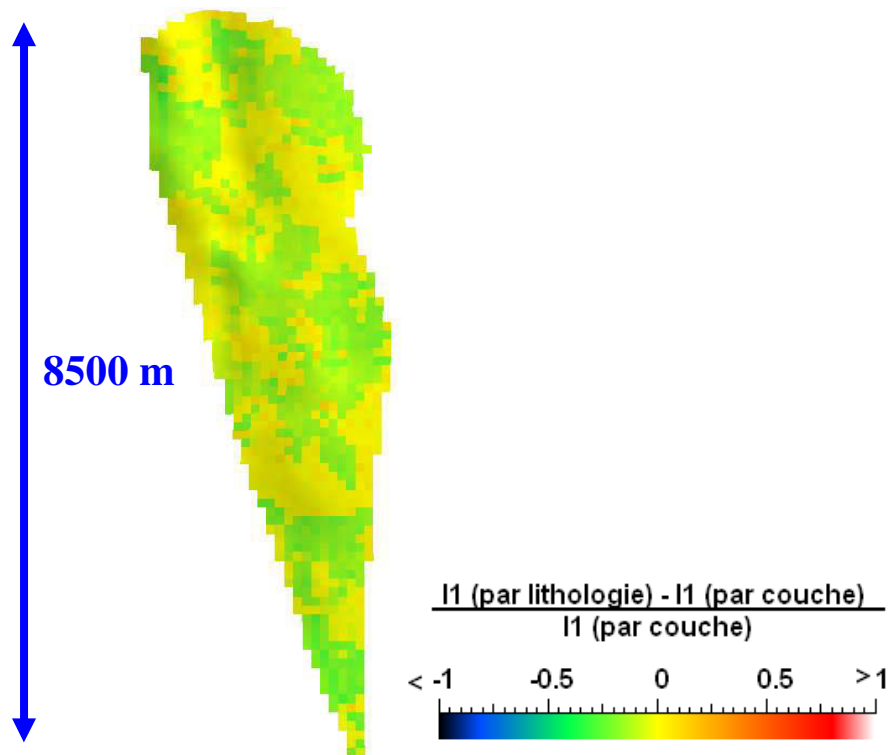
**Figure V. 21 : Variation du premier invariant du tenseur des contraintes pour une couche spécifique du Ness avec des propriétés mécaniques constantes par couche (a) ou par lithofaciès (b)**

Le premier invariant prend des valeurs moyennes équivalentes dans les deux cas, de l'ordre de -6 MPa, ce qui correspond bien à une augmentation de la compression sur les cellules du modèle entre le pas géostatique et le pas analysé, augmentation s'expliquant par la baisse de la pression de pore au sein du réservoir. La variabilité n'est pas tout à fait identique dans les cas homogène et hétérogène (Tableau V.8). La variation du premier invariant, plus importante au Nord-Est et au Sud du réservoir, en ce qui concerne le cas du modèle hétérogène, est à relier à la présence de roches plus tendres, les grès micacés en particulier, dans ces zones, comme le montre la carte lithologique de la figure V.19 (b).

**Tableau V. 8 : Caractéristiques statistiques de la variation du premier invariant du tenseur des contraintes pour une couche spécifique du Ness avec des propriétés mécaniques constantes par couche ou par lithofaciès**

I1 (MPa)	Modèle avec des propriétés mécaniques constantes par couche	Modèle avec des propriétés mécaniques constantes par lithofaciès
Min	-11.36	-11.2
Q25	-6.62	-6.28
Moyenne	-6.22	-5.75
Q75	-5.39	-4.81
Max	-3.42	-3.23
Ecart-type	1.36	1.37

La figure V.22 présente une carte de différences normalisées par la valeur de la variation du premier invariant du tenseur des contraintes du cas homogène. Nous observons que dans les endroits où le module d'Young est différent (Figure V.20), la valeur des différences normalisées est plus grande (zones en vert sur la figure V.22).

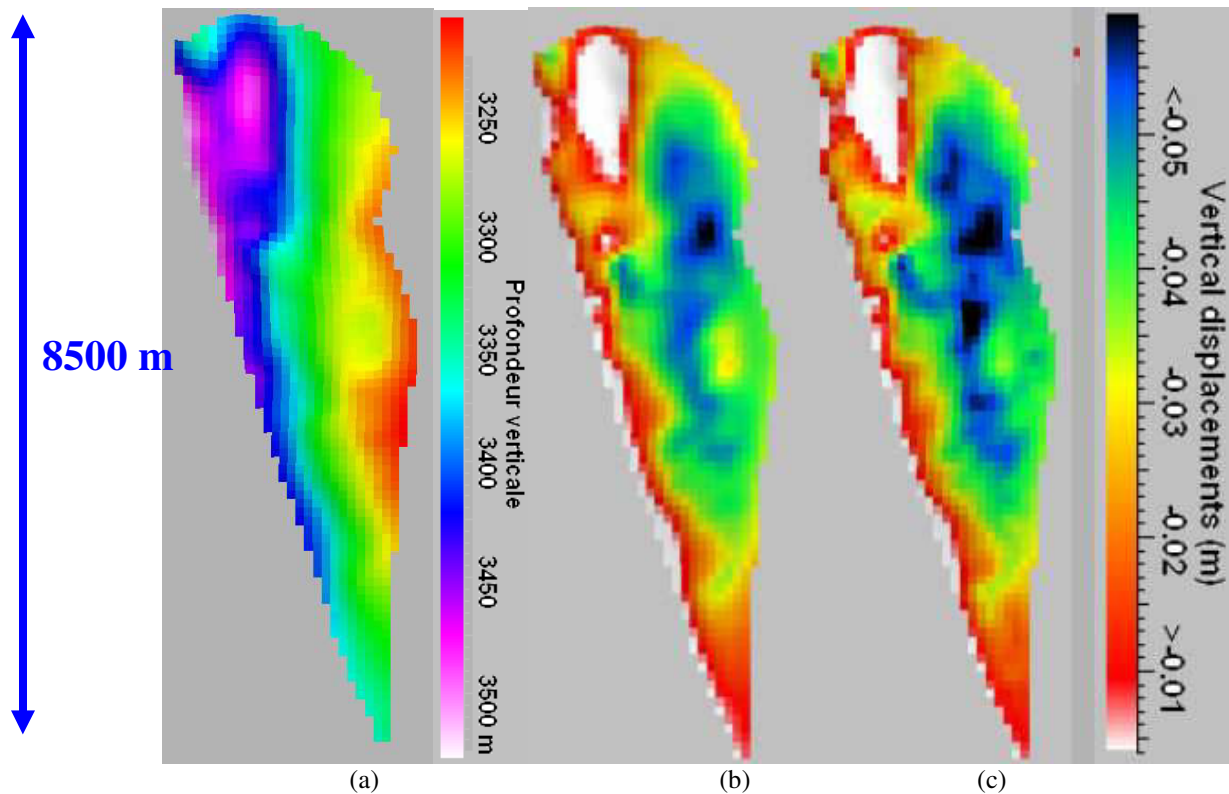


**Figure V. 22 : Carte de différences normalisées par la valeur de la variation du premier invariant du tenseur des contraintes du cas homogène pour le modèle mécanique peu contrasté**

Le déplacement vertical noté S présente, quant à lui, une structure spatiale principalement guidée par la géométrie du modèle géomécanique, avec un tassement au Nord-Est et au centre (déplacement vertical négatif de l'ordre de 0.055 m (Tableau V.9) et un tassement moindre au Nord-Ouest (Figure V.23). Ce tassement est faible car cette couche de Ness se trouve en bas du réservoir, et donc proche de la base du modèle où le déplacement vertical est nul (conditions aux limites, cf. Figure V.13).

**Tableau V. 9 : Caractéristiques statistiques du déplacement vertical pour une couche spécifique du Ness avec des propriétés mécaniques constantes par couche ou par lithofaciès**

S (m)	Modèle avec des propriétés mécaniques constantes par couche	Modèle avec des propriétés mécaniques constantes par lithofaciès
Min	-0.059	-0.063
Q25	-0.043	-0.046
Moyenne	-0.029	-0.031
Q75	-0.016	-0.018
Max	0.023	0.021
Ecart-type	0.017	0.018



**Figure V. 23 : Profondeur verticale (a) et déplacements verticaux pour une couche spécifique du Ness avec des propriétés mécaniques constantes par couche (b) ou par lithofaciès (c)**

Cette analyse démontre, sur le cas particulier du Brent sur le champ A, l'intérêt de tenir compte de la présence d'hétérogénéités lithologiques au sein des couches dans la modélisation géomécanique, et de ne pas considérer ces couches comme des unités mécaniques homogènes comme il l'est classiquement fait. Dès lors que les hétérogénéités ont un impact sur le modèle mécanique, il devient alors important d'être capable de prendre en compte les incertitudes spatiales qui leur sont associées, la distribution spatiale de ces hétérogénéités étant généralement contrôlée de façon insuffisante par les quelques puits habituellement disponibles sur un champ. Pour ce faire, nous allons utiliser l'approche géostatistique proposée dans le chapitre IV pour la représentation des incertitudes sur le modèle géomécanique, et analyser les résultats des simulations mécaniques des différentes réalisations géostatistiques.

## - Intégration des incertitudes sur les modules de la roche

L'impact des incertitudes liées à la répartition spatiale des modules de la roche est examiné, en supposant que les hétérogénéités lithologiques au sein du réservoir sont bien connues, les incertitudes sur les modules mécaniques de la roche étant représentées en utilisant les simulations de Monte-Carlo tirées des distributions statistiques des modules associées à chaque lithofaciès (Tableau IV.11, chapitre IV) ou générées ) partir de la simulation des porosités (Tableau IV.9) et de la relation entre la porosité et le module d'incompressibilité (Tableau IV.11). Les paramètres E (module d'Young) et  $\nu$  (coefficient de Poisson) sont ensuite calculés à partir des modules d'incompressibilité et de cisaillement ainsi générés.

La figure V.24 représente les histogrammes des modules d'Young par lithofaciès obtenus suite à la méthodologie de simulation au niveau du réservoir, et ce pour une réalisation donnée.

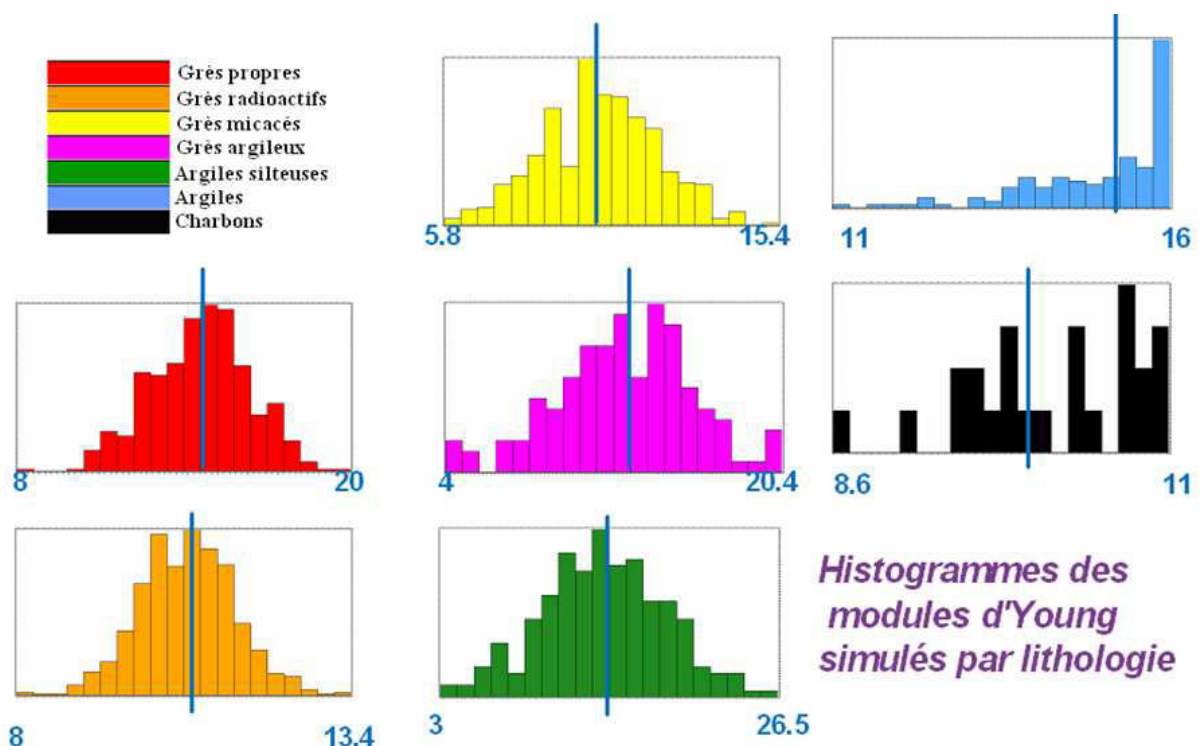


Figure V. 24 : Histogrammes des modules d'Young simulés (en GPa) par lithofaciès au niveau du réservoir

La barre verticale sur ces histogrammes est positionnée au niveau de la valeur du module d'Young calculé à partir des valeurs moyennes des modules d'incompressibilité et de cisaillement par lithofaciès, valeurs déjà présentées dans le tableau V.7.

La figure V.25 montre, pour cette couche, les caractéristiques spatiales obtenues pour 10 réalisations des modules d'Young. La carte de la moyenne (Figure V.25a) est très proche de la carte des lithofaciès de la couche de Ness (Figure V.19b), les moyennes étant différentes par lithofaciès, même dans ce cas de propriétés mécaniques peu contrastées, tandis que le coefficient de variation atteint 13% (0.13), en particulier dans les cellules associées aux grès micacés, ce qui s'explique par leur grande variabilité en porosité influençant les gammes des modules de la roche.

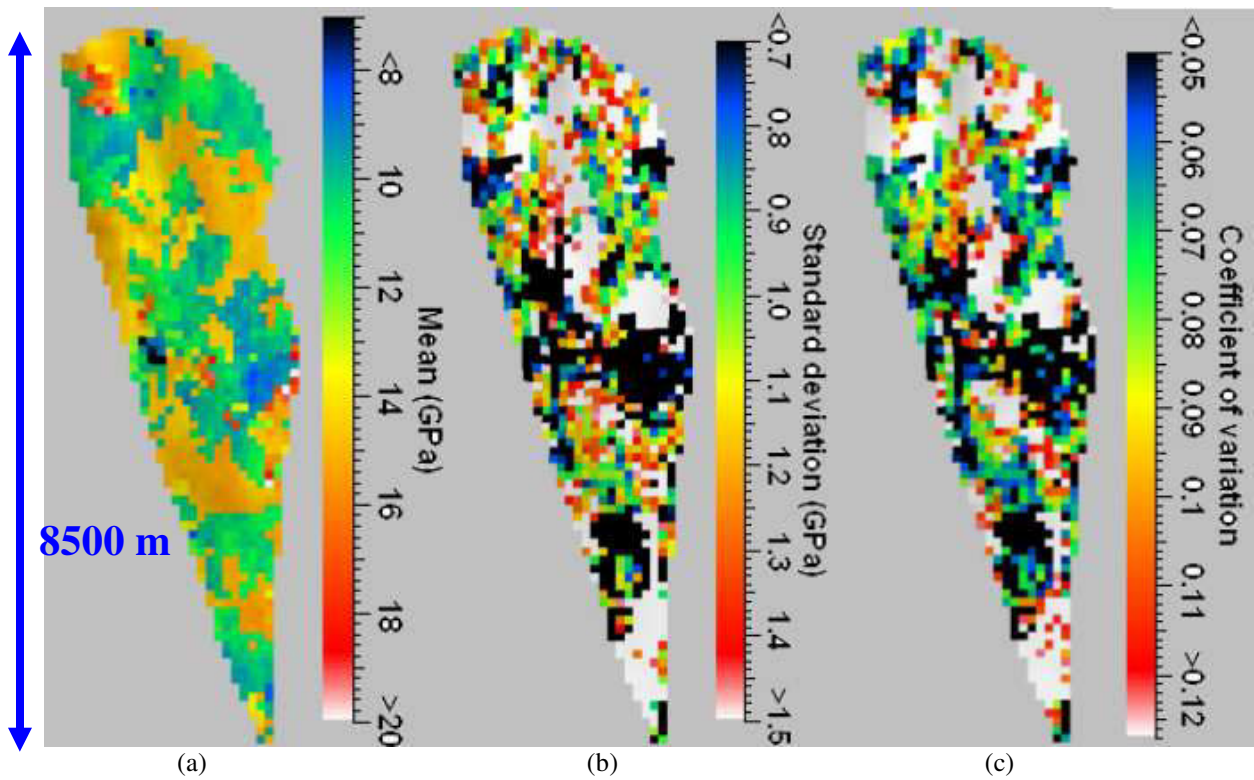


Figure V. 25 : Moyenne (a), écart-type (b) et coefficient de variation (c) des 10 réalisations des modules d'Young pour la couche du Ness dans le cas où la lithologie est supposée connue

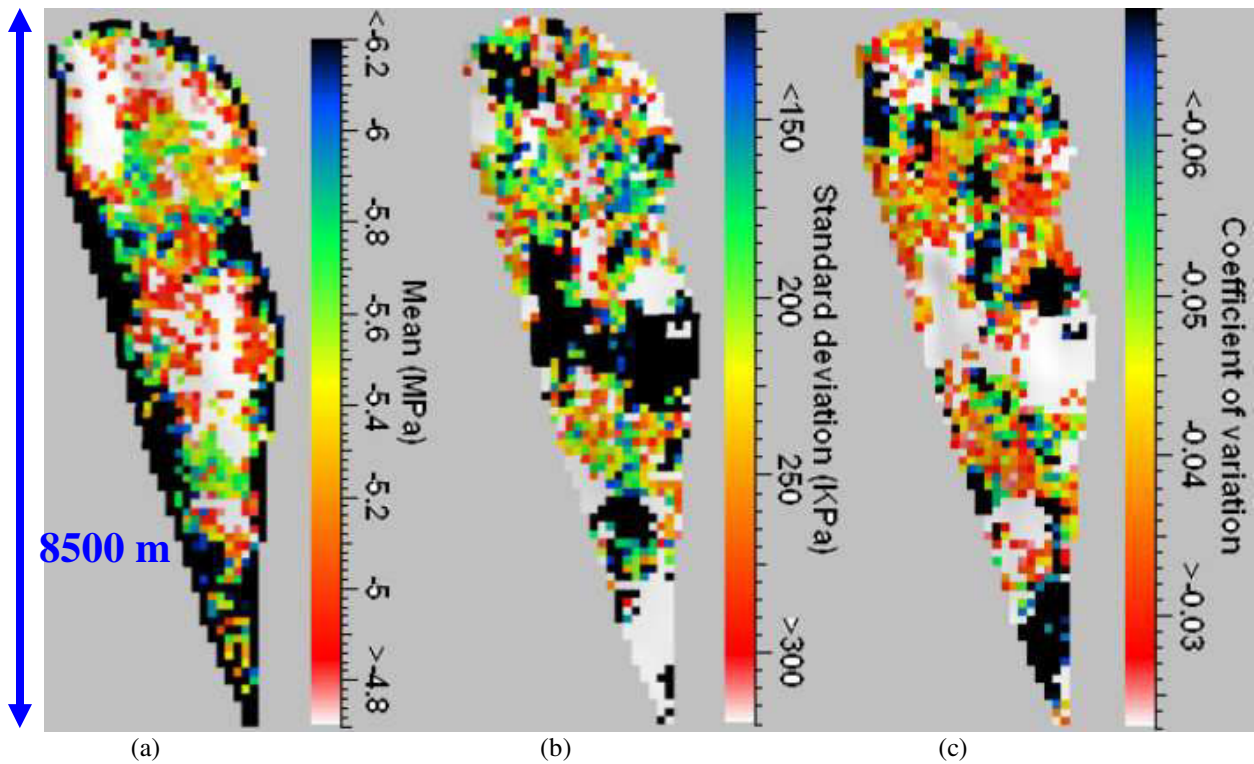


Figure V. 26 : Moyenne (a), écart-type (b) et coefficient de variation (c) des 10 réalisations de la variation du premier invariant du tenseur des contraintes pour la couche du Ness dans le cas où la lithologie est supposée connue

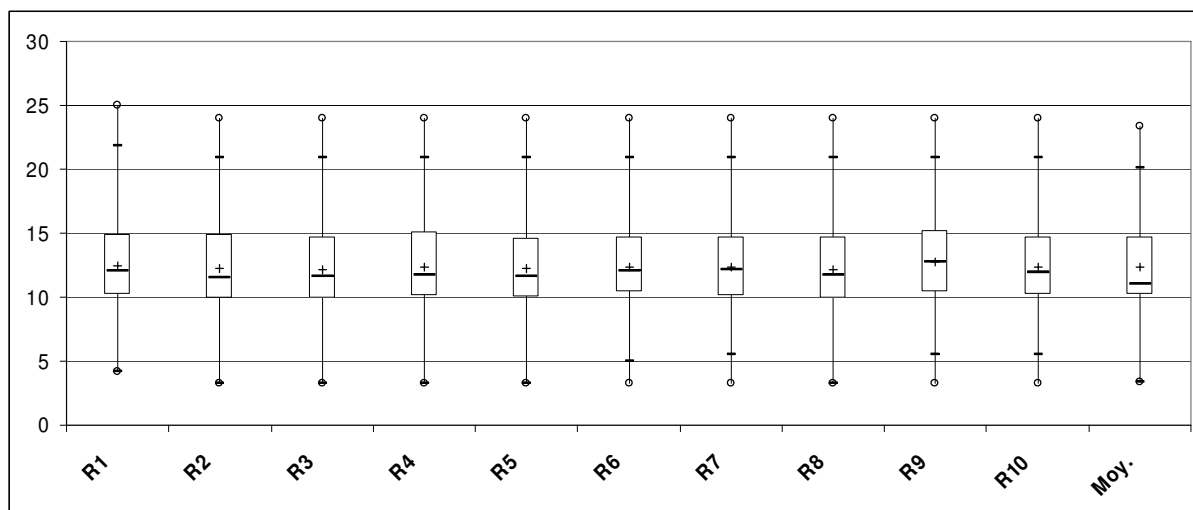
Les caractéristiques statistiques des données en entrée et des résultats en sortie sur les 10 réalisations étudiées dans le cas où la lithologie est supposée connue sont synthétisées dans le tableau V.10.

**Tableau V. 10 : Caractéristiques statistiques des paramètres sur les 10 réalisations étudiées pour une couche spécifique du Ness dans le cas où la lithologie est supposée connue**

Lithologie fixe	Paramètres	Min	Q25	Moyenne	Q75	Max	Ecart-type
Réalisation 1	E (GPa)	4,14	10,14	12,43	14,91	25,01	2,83
	$\nu$	0,163	0,167	0,170	0,172	0,194	0,003
	I1 (MPa)	-13,51	-6,22	-5,70	-4,74	-2,75	1,44
	S (m)	-0,062	-0,046	-0,032	-0,019	0,023	0,017
Réalisation 2	E (GPa)	3,24	9,89	12,29	14,87	24,01	2,98
	$\nu$	0,163	0,167	0,170	0,173	0,204	0,004
	I1 (MPa)	-12,04	-6,21	-5,68	-4,69	-2,74	1,42
	S (m)	-0,065	-0,048	-0,033	-0,019	0,019	0,018
Réalisation 3	E (GPa)	3,24	9,94	12,16	14,64	24,01	2,77
	$\nu$	0,163	0,167	0,170	0,173	0,204	0,003
	I1 (MPa)	-11,74	-6,22	-5,67	-4,71	-2,60	1,41
	S (m)	-0,064	-0,049	-0,033	-0,018	0,018	0,019
Réalisation 4	E (GPa)	3,24	10,04	12,31	15,10	24,01	2,88
	$\nu$	0,163	0,167	0,170	0,173	0,204	0,004
	I1 (MPa)	-12,38	-6,25	-5,68	-4,76	-2,70	1,43
	S (m)	-0,064	-0,049	-0,033	-0,018	0,020	0,018
Réalisation 5	E (GPa)	3,24	10,02	12,21	14,61	24,01	2,75
	$\nu$	0,163	0,168	0,170	0,173	0,204	0,003
	I1 (MPa)	-12,03	-6,20	-5,67	-4,73	-2,73	1,42
	S (m)	-0,064	-0,049	-0,033	-0,018	0,019	0,019
Réalisation 6	E (GPa)	3,24	10,36	12,40	14,66	24,01	2,66
	$\nu$	0,163	0,167	0,170	0,172	0,204	0,003
	I1 (MPa)	-11,80	-6,25	-5,70	-4,77	-2,73	1,40
	S (m)	-0,063	-0,049	-0,032	-0,018	0,020	0,019
Réalisation 7	E (GPa)	3,24	10,10	12,36	14,64	24,01	2,72
	$\nu$	0,163	0,167	0,170	0,172	0,204	0,003
	I1 (MPa)	-11,80	-6,15	-5,68	-4,77	-2,55	1,37
	S (m)	-0,062	-0,048	-0,032	-0,018	0,022	0,018
Réalisation 8	E (GPa)	3,24	9,91	15,18	14,69	24,01	2,81
	$\nu$	0,163	0,167	0,171	0,173	0,204	0,004
	I1 (MPa)	-11,85	-6,23	-5,65	-4,71	-2,58	1,38
	S (m)	-0,065	-0,048	-0,032	-0,018	0,020	0,019
Réalisation 9	E (GPa)	3,24	10,41	12,76	15,16	24,01	2,78
	$\nu$	0,163	0,167	0,170	0,172	0,204	0,003
	I1 (MPa)	-12,12	-6,40	-5,78	-4,81	-2,75	1,46
	S (m)	-0,062	-0,047	-0,032	-0,018	0,020	0,018
Réalisation 10	E (GPa)	3,24	10,22	12,35	14,69	24,01	2,62
	$\nu$	0,163	0,167	0,170	0,172	0,204	0,003
	I1 (MPa)	-12,24	-6,21	-5,70	-4,80	-2,61	1,40
	S (m)	-0,063	-0,048	-0,033	-0,019	0,020	0,018

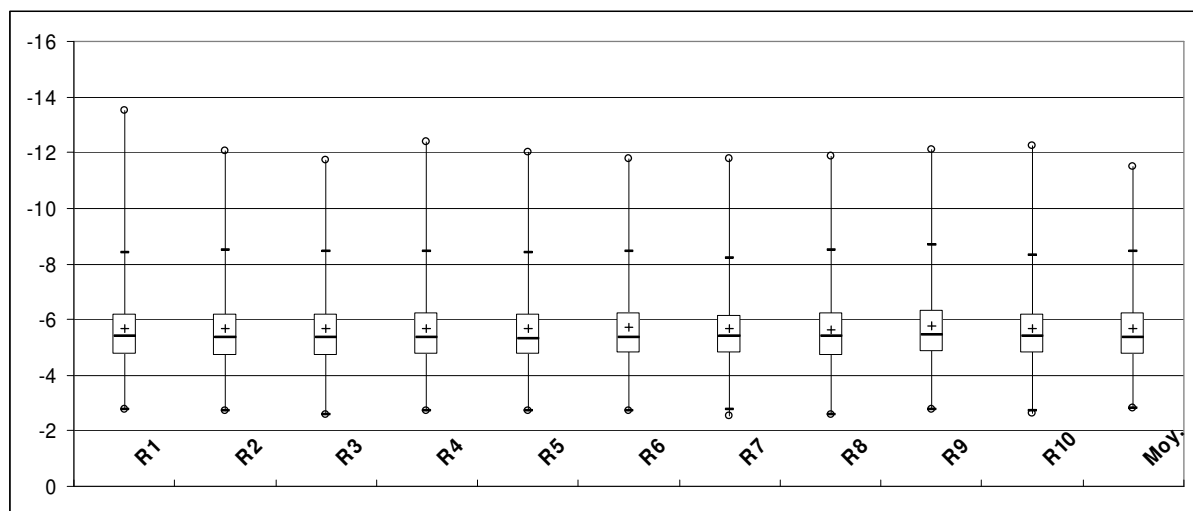
Nous rappelons que ces différents modèles géomécaniques 3D (chaque modèle comprend 122 843 cellules) ont été simulés mécaniquement par éléments finis avec les mêmes paramètres mécaniques : charge mécanique correspondant à une diminution uniforme de la pression de pore de 15 MPa au sein de toutes les cellules du réservoir, même champ de contraintes initial et mêmes conditions aux limites (paragraphe V.3.1 et V.3.2).

Une synthèse des résultants obtenus à partir des simulations géostatistiques et du calcul de leur réponse mécanique est également proposée à l'aide d'une représentation avec des boîtes de Tukey, permettant de comparer les distributions statistiques des réalisations entre elles ainsi qu'avec la distribution statistique de leur moyenne (Tukey, 1977). Il est rappelé que la boîte correspond aux premier et troisième quartiles de la distribution, que la barre dans la boîte symbolise la médiane, la croix la moyenne et que les « pattes » de la boîte s'étendent de part et d'autre sur une longueur égale à 1,5 fois l'intervalle interquartile jusqu'au tiret, puis se poursuivent jusqu'aux valeurs minimale et maximale représentées avec un cercle évidé.



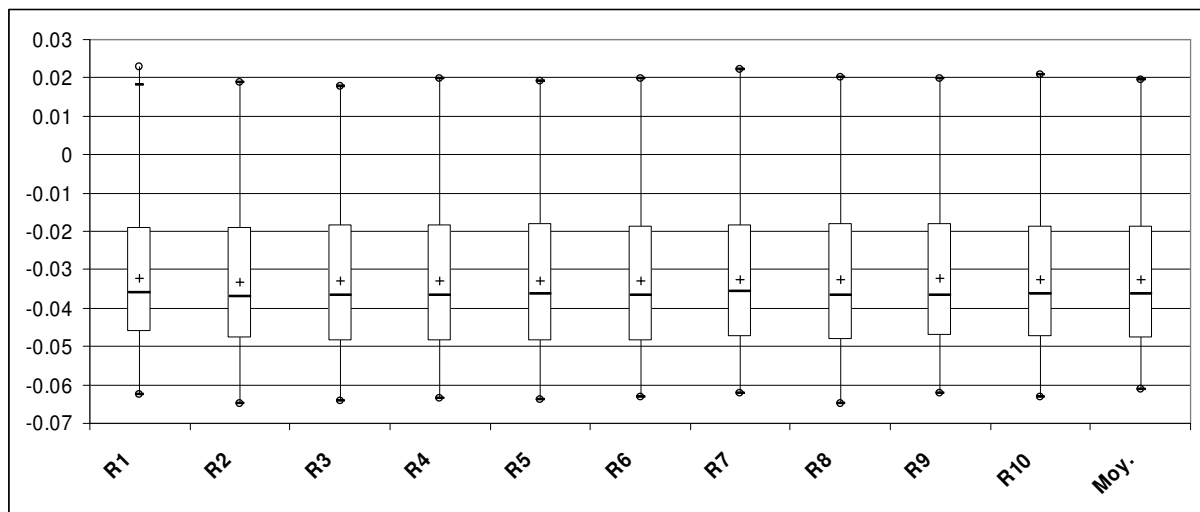
**Figure V. 27 : Boîte de Tukey du module d'Young (GPa) pour chaque réalisation (R1 – R10) et pour la moyenne de ces 10 réalisations (Moy.) pour la couche spécifique du Ness dans le cas où la lithologie est supposée connue**

En ce qui concerne le module d'Young (Figure V.27), les simulations sont relativement comparables et la dispersion de la distribution traduit bien les hétérogénéités lithologiques sous-jacentes.



**Figure V. 28 : Boîte de Tukey de la variation du premier invariant du tenseur des contraintes (MPa) pour chaque réalisation (R1 – R10) et pour la moyenne de ces 10 réalisations (Moy.) pour la couche spécifique du Ness dans le cas où la lithologie est supposée connue**

Le premier invariant du tenseur de contraintes (Figure V.28) présente un intervalle interquartile étroit, mais des valeurs extrêmes significatives, en particulier du côté des valeurs importantes en compression (valeurs fortement négatives).



**Figure V. 29 : Boîte de Tukey du déplacement vertical (m) pour chaque réalisation (R1 – R10) et pour la moyenne de ces 10 réalisations (Moy.) pour la couche spécifique du Ness dans le cas où la lithologie est supposée connue**

La valeur du déplacement vertical (Figure V.29) montre une distribution moins ramassée autour des quartiles que celle du premier invariant, avec également des valeurs extrêmes assez significatives. On peut également facilement observer, à partir de cette représentation de Tukey, qu'un certain nombre de cellules de la couche du Ness étudiée enregistrent un déplacement vertical positif, c'est-à-dire un soulèvement et non pas un tassement, alors qu'elles subissent une augmentation de la contrainte effective. Ce phénomène, qui pourrait en premier lieu apparaître anormal, s'observe aussi dans une modélisation 2D axisymétrique d'un réservoir équivalent à celui étudié en 3D (Marc Boulon, communication personnelle, 2008, voir discussion dans le paragraphe V.3.6 de synthèse de ce chapitre). Il est probablement lié aux effets complexes combinés de la géométrie de la structure, des contraintes initiales et des conditions aux limites choisies.

Comme on pouvait s'y attendre, la carte de la moyenne de la variation du premier invariant du tenseur des contraintes (Figure V.26a) est proche de la carte affichée sur la figure 21b (attention, les palettes de couleurs sont différentes), puisque les hétérogénéités lithologiques sont fixées avec une distribution identique à la répartition représentée sur la figure V.19b.

Avec un coefficient de variation atteignant 13% pour le module d'Young (Figure V.25c), des valeurs absolues maximales de 7% sont observées pour le coefficient de variation de la variation du premier invariant du tenseur des contraintes (Figure V.26c). Les valeurs calculées sont négatives, ce qui correspond bien, avec la convention de signes en mécanique générale, à une augmentation des contraintes effectives due à la diminution de la pression de pore.



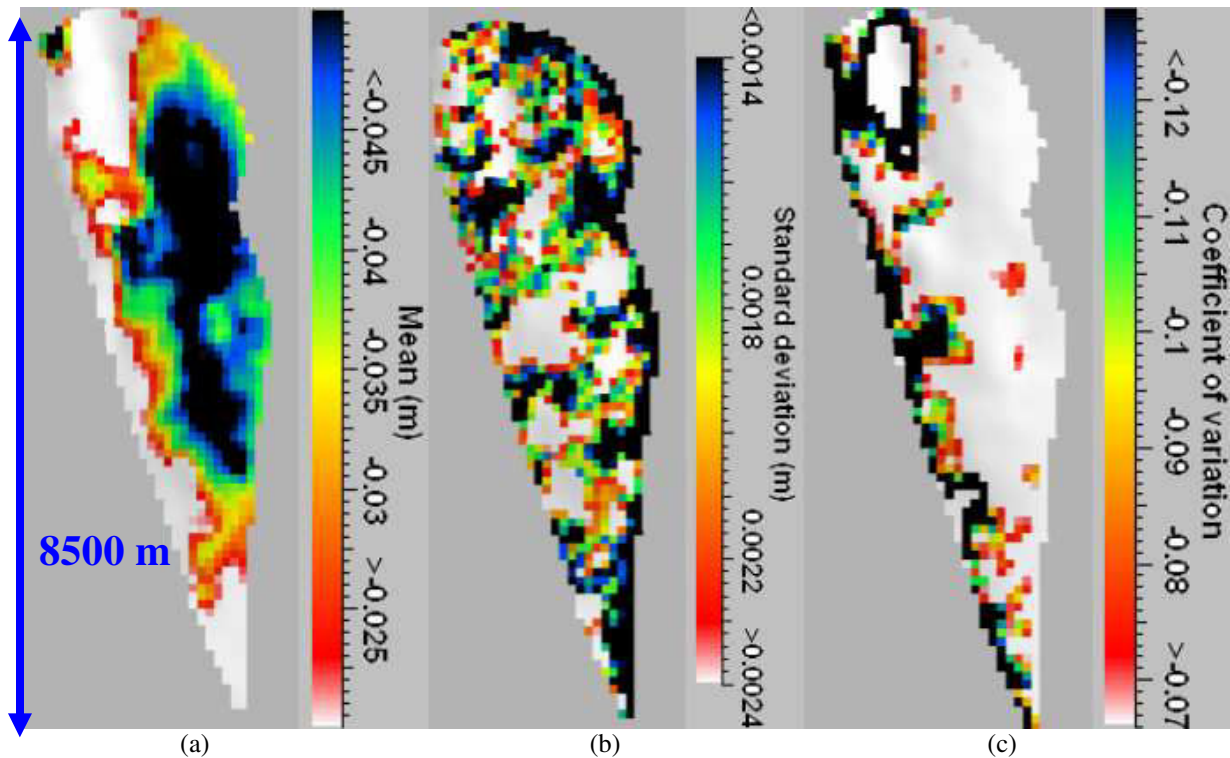


Figure V. 30 : Moyenne (a), écart-type (b) et coefficient de variation (c) des 10 réalisations des déplacements verticaux pour la couche du Ness dans le cas où la lithologie est supposée connue

L'analyse des déplacements verticaux (Figure V.30) montre que les incertitudes des modules de la roche influencent les déplacements verticaux aux environs de 6.5% pour la plupart des cellules de la couche du Ness étudiée, mais pourraient atteindre un impact de 13% pour les cellules sur la frontière Ouest où les déplacements sont faibles en raison de la proximité des conditions aux limites.

#### - Intégration des incertitudes sur les modules de la roche et les lithologies

Nous allons maintenant intégrer à la représentation des incertitudes sur les modules mécaniques les incertitudes liées à la distribution spatiale des lithofaciès. Dans ce cas, des simulations géostatistiques "emboîtées" ont été effectuées avec la méthodologie et les paramètres décrits dans le chapitre précédent. Quatre des dix réalisations lithologiques générées sont présentées sur la figure V.31, lesquelles seront utilisées dans une deuxième étape pour conditionner la simulation des modules mécaniques (Figure V.32).

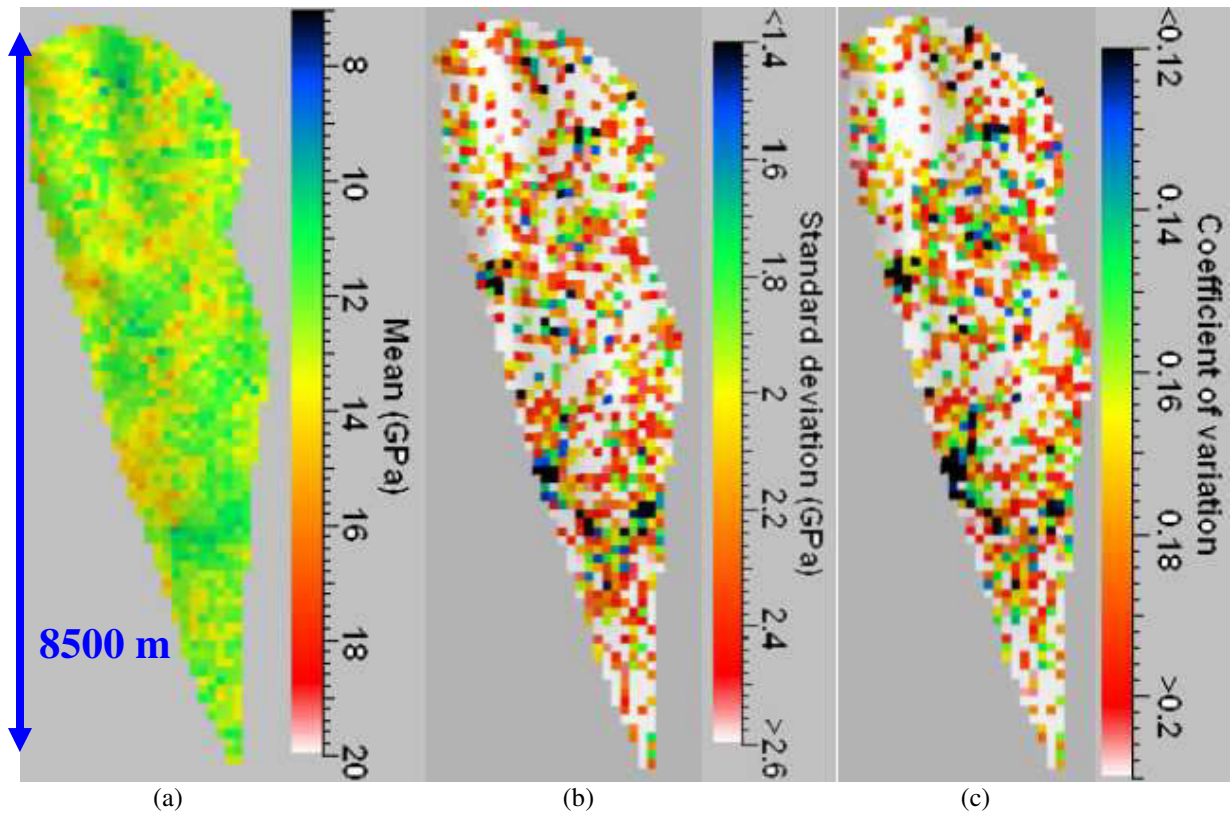


Figure V. 31 : Quatre réalisations des lithofaciès pour la couche du Ness



Figure V. 32 : Réalisations des modules d'Young pour la couche du Ness associées aux réalisations lithologiques affichées sur la figure V.31

Maintenant, le coefficient de variation associé à dix réalisations mécaniques atteint plus de 23% (0.23), en ce qui concerne le module d'Young, montrant des valeurs élevées sur de vastes régions, en raison de l'accroissement des incertitudes lié à la méconnaissance de la répartition spatiale des hétérogénéités lithologiques (Figure V.33).



**Figure V. 33 : Moyenne (a), écart-type (b) et coefficient de variation (c) des 10 réalisations des modules d'Young pour la couche du Ness dans le cas où la lithologie est supposée inconnue**

Avec des incertitudes sur la distribution spatiale des lithofaciès, un impact plus important sur les résultats mécaniques est observé avec un coefficient de variation de la variation du premier invariant du tenseur de contrainte d'environ 11% pour la plupart des cellules et jusqu'à 20% dans certaines zones (Figure V.34). L'effet sur le déplacement vertical est moins prononcé, dans la mesure où ce paramètre est principalement influencé par la forme géométrique de la structure géologique.

Les caractéristiques statistiques des données en entrée et des résultats en sortie sur les 10 réalisations étudiées dans le cas où la lithologie est supposée inconnue sont synthétisées dans le tableau V.11. A noter que les premières lignes de ce tableau (réalisation 1) sont identiques à celles du tableau V.10, puisque c'est cette réalisation particulière qui sert de support au cas où la lithologie est connue.

**Tableau V. 11 : Caractéristiques statistiques des paramètres sur les 10 réalisations étudiées pour une couche spécifique du Ness dans le cas où la lithologie est supposée inconnue**

Lithologie simulée	Proportion des faciès	Paramètres	Min	Q25	Moyenne	Q75	Max	Ecart-type
Réalisation 1	0(7%), 1(5%), 2(31%), 3(2%), 4(9%), 5(32%), 6(14%)	E (GPa)	4.14	10.14	12.43	14.91	25.01	2.83
		v	0.163	0.167	0.170	0.172	0.194	0.003
		I1 (MPa)	-13.51	-6.22	-5.70	-4.74	-2.75	1.44
		S (m)	-0.062	-0.046	-0.032	-0.019	0.023	0.017
Réalisation 2	0(3%), 1(14%), 2(19%), 3(0%), 4(11%), 5(40%), 6(13%)	E (GPa)	2.01	10.4	12.72	15.03	28.05	2.82
		v	0.149	0.167	0.170	0.172	0.205	0.003
		I1 (MPa)	-11.32	-6.29	-5.74	-4.81	-1.1	1.44
		S (m)	-0.067	-0.048	-0.033	-0.019	0.026	0.018
Réalisation 3	0(5%), 1(17%), 2(14%), 3(0%), 4(10%), 5(44%), 6(10%)	E (GPa)	4.5	10.57	12.89	15.19	26.02	2.66
		v	0.163	0.167	0.170	0.172	0.188	0.003
		I1 (MPa)	-13.24	-6.35	-5.78	-4.85	-2.55	1.44
		S (m)	-0.066	-0.047	-0.033	-0.021	0.019	0.017
Réalisation 4	0(16%), 1(13%), 2(11%), 3(1%), 4(13%), 5(24%), 6(22%)	E (GPa)	2.01	10.39	12.62	14.79	26.48	2.81
		v	0.149	0.167	0.170	0.172	0.193	0.003
		I1 (MPa)	-13.92	-6.35	-5.76	-4.77	-1.38	1.51
		S (m)	-0.069	-0.047	-0.033	-0.020	0.018	0.018
Réalisation 5	0(9%), 1(4%), 2(9%), 3(3%), 4(10%), 5(21%), 6(45%)	E (GPa)	3.47	10.04	12.01	14.27	24.74	2.76
		v	0.163	0.168	0.171	0.173	0.201	0.003
		I1 (MPa)	-11.65	-6.15	-5.60	-4.71	-2.19	1.38
		S (m)	-0.066	-0.048	-0.034	-0.021	0.021	0.018
Réalisation 6	0(6%), 1(6%), 2(17%), 3(4%), 4(13%), 5(30%), 6(24%)	E (GPa)	4.60	10.20	12.45	14.78	26.44	2.88
		v	0.162	0.167	0.170	0.172	0.191	0.003
		I1 (MPa)	-12.03	-6.30	-5.71	-4.73	-2.71	1.48
		S (m)	-0.068	-0.048	-0.033	-0.021	0.021	0.018
Réalisation 7	0(10%), 1(9%), 2(22%), 3(2%), 4(24%), 5(25%), 6(8%)	E (GPa)	2.01	10.39	12.81	15.19	27.60	3.14
		v	0.149	0.167	0.170	0.172	0.198	0.003
		I1 (MPa)	-12.04	-6.39	-5.75	-4.82	-1.90	1.46
		S (m)	-0.064	-0.047	-0.033	-0.020	0.019	0.017
Réalisation 8	0(3%), 1(18%), 2(19%), 3(1%), 4(11%), 5(30%), 6(18%)	E (GPa)	3.15	10.24	12.27	14.50	24.31	2.63
		v	0.163	0.168	0.170	0.172	0.205	0.003
		I1 (MPa)	-11.66	-6.18	-5.66	-4.77	-2.15	1.38
		S (m)	-0.066	-0.048	-0.033	-0.020	0.023	0.018
Réalisation 9	0(12%), 1(9%), 2(31%), 3(0%), 4(5%), 5(37%), 6(6%)	E (GPa)	4.32	10.41	12.57	14.85	24.05	2.60
		v	0.163	0.167	0.170	0.172	0.193	0.003
		I1 (MPa)	-11.45	-6.27	-5.72	-4.79	-2.39	1.41
		S (m)	-0.066	-0.047	-0.033	-0.020	0.030	0.018
Réalisation 10	0(7%), 1(10%), 2(17%), 3(14%), 4(16%), 5(29%), 6(7%)	E (GPa)	2.01	10.66	12.99	15.19	26.48	3.00
		v	0.149	0.167	0.170	0.172	0.217	0.004
		I1 (MPa)	-11.76	-6.38	-5.82	-4.78	-1.39	1.52
		S (m)	-0.070	-0.047	-0.033	-0.018	0.025	0.018

- 0 Grès propres
- 1 Grès radioactifs
- 2 Grès micacés
- 3 Grès argileux
- 4 Argiles silteuses
- 5 Argiles
- 6 Charbons

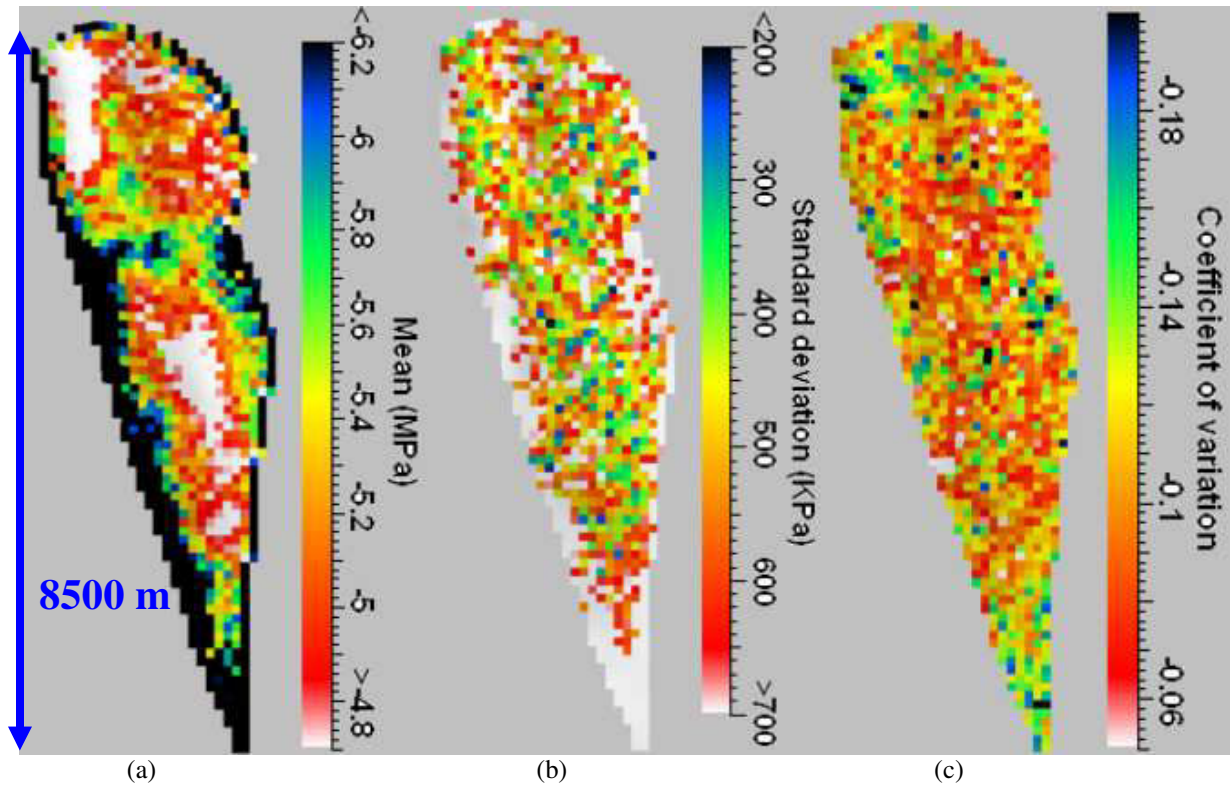


Figure V. 34 : Moyenne (a), écart-type (b) et coefficient de variation (c) des 10 réalisations de la variation du premier invariant du tenseur des contraintes pour la couche du Ness dans le cas où la lithologie est supposée inconnue

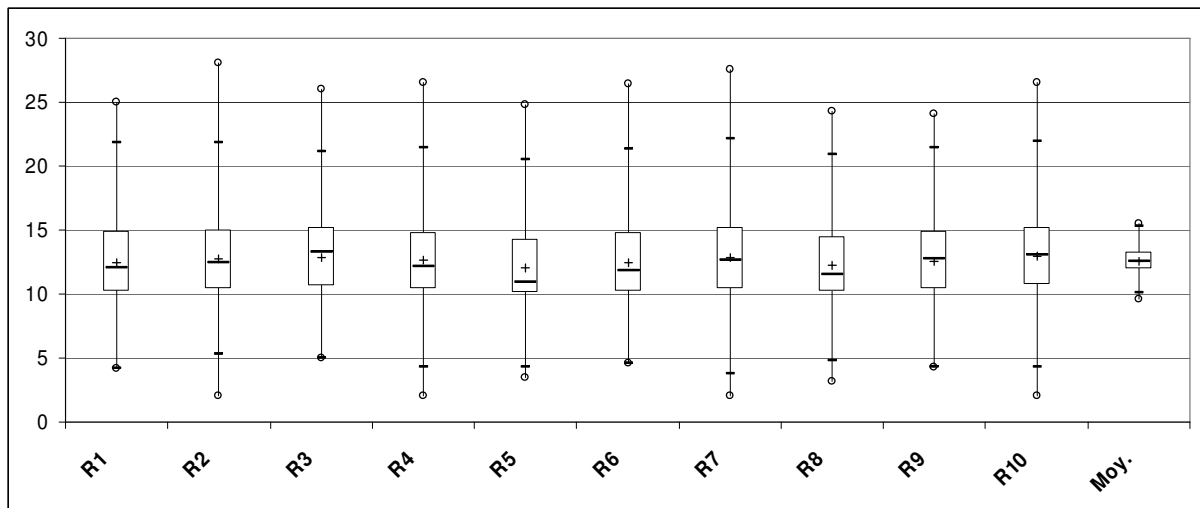
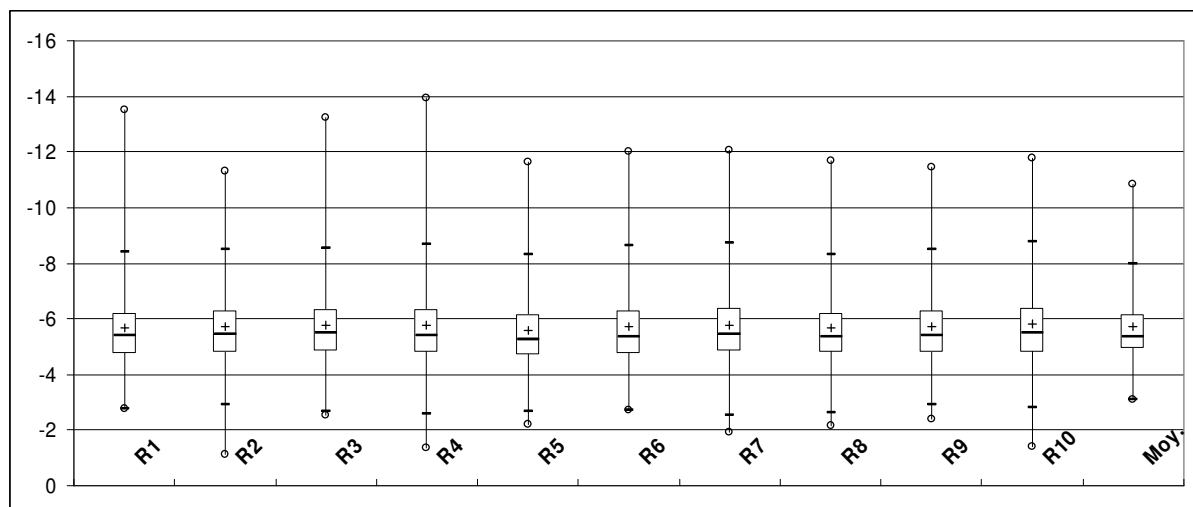


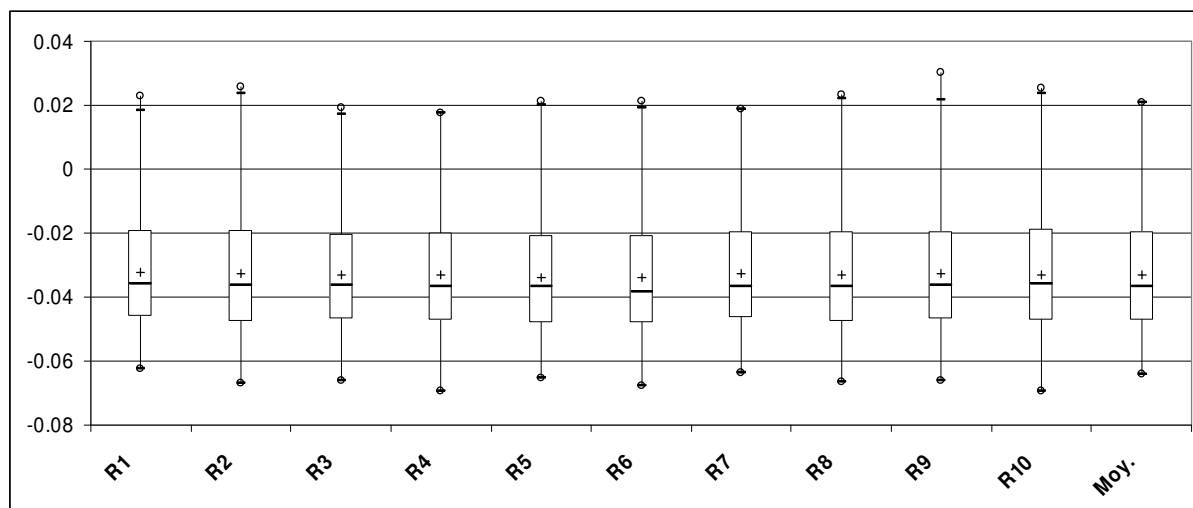
Figure V. 35 : Boîte de Tukey du module d'Young (GPa) pour chaque réalisation (R1 – R10) et pour la moyenne de ces 10 réalisations (Moy.) pour la couche spécifique du Ness dans le cas où la lithologie est supposée inconnue

La distribution des modules (Figure V.35) obtenus dans les réalisations où la lithologie est inconnue est assez semblable à celle du cas précédent, à lithologie connue, ce qui n'est pas surprenant puisque les lois utilisées, qui sont fonction des lithologies, sont les mêmes dans les deux cas. Bien entendu, la répartition spatiale sera différente d'une réalisation à l'autre. En revanche, il est à noter que la moyenne des réalisations présente une dispersion très faible, les

simulations étant localement beaucoup plus différentes entre elles d'une réalisation à l'autre par rapport au cas où la lithologie est fixée, ce qui tend à homogénéiser leur moyenne.



**Figure V. 36 : Boîte de Tukey de la variation du premier invariant du tenseur des contraintes (MPa) pour chaque réalisation (R1 – R10) et pour la moyenne de ces 10 réalisations (Moy.) pour la couche spécifique du Ness dans le cas où la lithologie est supposée inconnue**



**Figure V. 37 : Boîte de Tukey du déplacement vertical (m) pour chaque réalisation (R1 – R10) et pour la moyenne de ces 10 simulations (Moy.) pour la couche spécifique du Ness dans le cas où la lithologie est supposée inconnue**

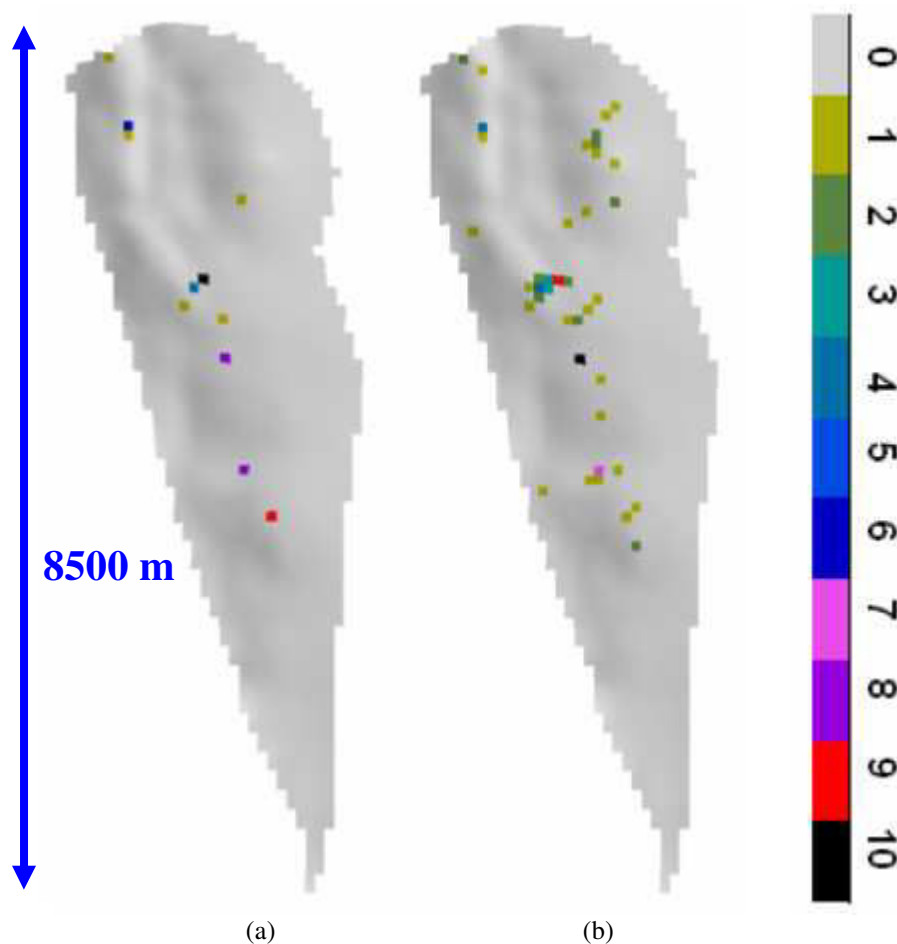
Les distributions des quantités mécaniques calculées (premier invariant du tenseur de contraintes, Figure V.36, et déplacement vertical, Figure V.37) sont assez proches de celles obtenues dans le cas où la lithologie est connue.

Il est également intéressant d'analyser, en fonction des incertitudes, quelles cellules dans le modèle géomécanique atteignent la rupture. Pour ce faire, le critère de Mohr-Coulomb a été utilisé avec une valeur de zéro pour la cohésion et une valeur de 20° pour l'angle de frottement, ces valeurs étant supposées identiques pour tous les lithofaciès. Une étude d'incertitudes sur ces paramètres pourrait également être faite avec une approche similaire à celle utilisée par Macé *et al.* (2005). Il est important de souligner que cette approche de la

rupture est extrêmement simple, par conséquent les résultats qui vont être présentés sont à considérer d'un point de vue qualitatif. Par ailleurs, il s'agit plutôt d'une tendance à la rupture qui a ainsi été qualifiée, qu'un vrai risque de rupture, compte tenu de la simplicité du critère utilisé et de sa mise en œuvre.

La figure V.38 permet la comparaison de la distribution spatiale de l'apparition de la rupture dans le cas où les incertitudes sont seulement liées aux modules de la roche (Figure V.38a), et dans le cas où les incertitudes résultent à la fois des incertitudes sur les lithofaciès et sur leurs propriétés mécaniques (Figure V.38b), fondée sur 10 réalisations du modèle mécanique.

Il est à noter que la fréquence d'apparition de la rupture est plus importante dans le cas où les incertitudes résultent à la fois des incertitudes sur les lithofaciès et sur leurs propriétés mécaniques, la rupture concernant également un plus grand nombre de cellules. Bien sûr, d'autres critères de rupture pourraient être utilisés, sans remettre en cause le principe d'analyse des risques de rupture proposé à partir de l'analyse de réalisations multiples du modèle géomécanique.



**Figure V. 38 : Fréquence des ruptures observées avec 10 réalisations pour la couche du Tarbert dans les cas de la lithologie fixe (a) et de la lithologie simulée (b)**

### V.3.5 Analyse des résultats sur le cas contrasté

Jusqu'à présent, le modèle du champ A a été étudié avec des propriétés mécaniques peu contrastées. Les résultats obtenus montrent que l'intégration des hétérogénéités lithologiques et mécaniques dans le modèle géomécanique est importante, ce qui justifie le développement d'une méthodologie permettant d'étudier l'impact de leurs incertitudes dans le calcul mécanique. Pour asseoir de façon plus large ces conclusions, nous allons tester un modèle avec des propriétés mécaniques contrastées, tout en restant réalistes, en prenant les valeurs minimales pour les modules des grès et les valeurs maximales pour ceux des argiles (grès "mous" et argiles "dures", voir discussion sur le choix des propriétés dans le chapitre IV, paragraphe IV3.4).

#### - Impact des hétérogénéités

Le modèle mécanique standard négligeant les hétérogénéités lithologiques au sein des couches du réservoir et le modèle mécanique où les hétérogénéités sont intégrées sont présentés sur la figure V.39 pour le cas contrasté. Dans ce cadre, les hétérogénéités lithologiques ont un impact nettement plus significatif sur les caractéristiques mécaniques, et par conséquent, la couche "homogène" mécaniquement (Figure V.39a) est très différente de la couche "hétérogène" mécaniquement (Figure V.39b).

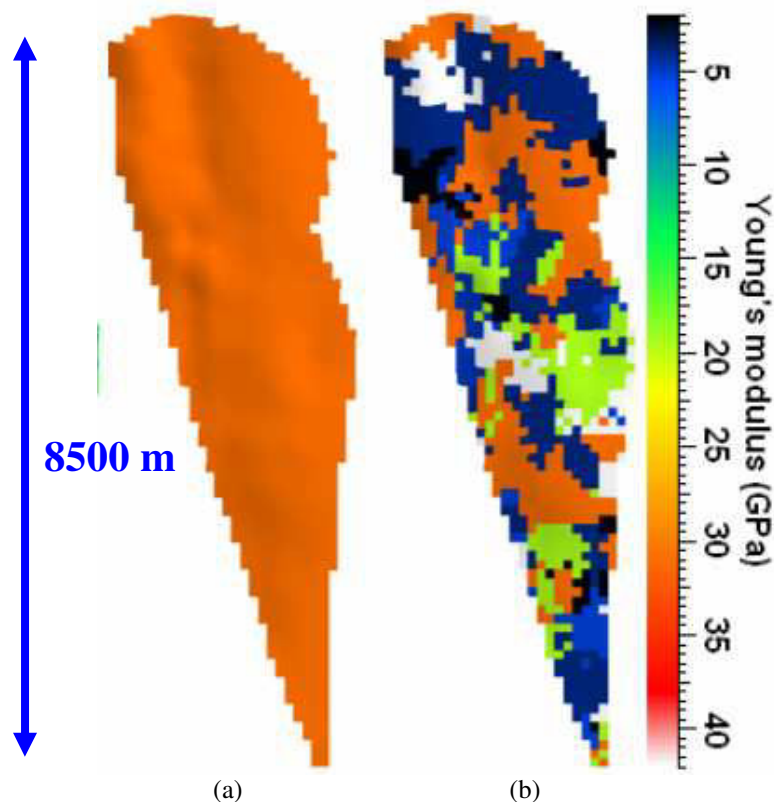


Figure V. 39 : Module d'Young pour une couche spécifique du Ness avec des propriétés mécaniques constantes et contrastées par couche (a) ou par lithofaciés (b)

Nous constatons également un impact beaucoup plus important des hétérogénéités sur les résultats des calculs mécaniques. La variation du premier invariant du tenseur des contraintes effectives est très différente entre le cas homogène et le cas hétérogène (Figure V.40, Tableau V.14), non seulement dans la répartition spatiale, mais aussi dans la gamme de valeurs



observées, de l'ordre de -9 MPa pour le cas homogène et de -6 MPa pour le cas hétérogène. En ce qui concerne le déplacement vertical (Figure V.42, Tableau V.15), la situation est aussi très différente même si la géométrie de la structure laisse encore son empreinte sur la carte de distribution des déplacements.

La figure V.41 présente la carte de différences normalisées par la valeur de la variation du premier invariant du tenseur des contraintes du cas homogène. Nous retrouvons le même phénomène observé dans le cas du modèle peu contrasté : dans les endroits où le module d'Young est différent (Figure V.39), la valeur des différences normalisées est plus grande (zones en bleu sur la figure V.41).

**Tableau V. 12 : Propriétés mécaniques attribuées à chaque couche pour le modèle mécanique standard contrasté**

<i>N° de couche</i>	<i>Lithologie dominante</i>	<i>Module d'Young E (GPa)</i>	<i>Coefficient de Poisson <math>\nu</math></i>
6	Grès radioactifs	2.26	0.2
7	Grès radioactifs	2.26	0.2
8	Grès radioactifs	2.26	0.2
9	Grès micacés	3.91	0.17
10	Grès micacés	3.91	0.17
11	Grès micacés	3.91	0.17
12	Grès propres	5.16	0.18
13	Grès propres	5.16	0.18
14	Grès propres	5.16	0.18
15	Argiles	30.92	0.24
16	Grès propres	5.16	0.18
17	Argiles	30.92	0.24
18	Grès radioactifs	30.92	0.24
19	Argiles silteuses	42.45	0.25
20	Argiles silteuses	42.45	0.25

**Tableau V. 13 : Propriétés mécaniques attribuées à chaque lithofaciès pour le modèle mécanique contrasté prenant en compte les hétérogénéités lithologiques**

<i>Lithologie dominante</i>	<i>Module d'Young E (GPa)</i>	<i>Coefficient de Poisson <math>\nu</math></i>
Grès propres	5.16	0.18
Grès radioactifs	2.26	0.2
Grès micacés	3.91	0.17
Grès argileux	4.74	0.17
Argiles silteuses	42.45	0.25
Argiles	30.92	0.24
Charbons	19.39	0.23

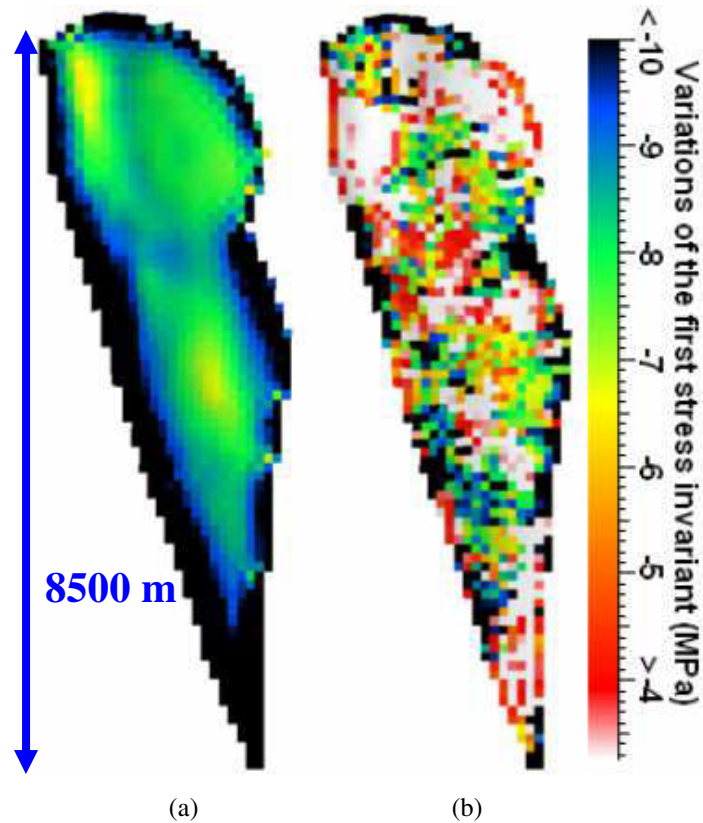


Figure V. 40 : Variation du premier invariant du tenseur des contraintes pour une couche spécifique du Ness avec des propriétés mécaniques constantes et contrastées par couche (a) ou par lithofaciès (b)

Tableau V. 14 : Caractéristiques statistiques de la variation du premier invariant du tenseur des contraintes pour une couche spécifique du Ness avec des propriétés mécaniques constantes contrastées par couche ou par lithofaciès

$I_1$ (MPa)	Modèle avec des propriétés mécaniques constantes par couche	Modèle avec des propriétés mécaniques constantes par lithofaciès
Min	-16.21	-20.25
Q25	-10.26	-8.50
Moyenne	-9.31	-6.21
Q75	-8.16	-3.25
Max	-6.25	-0.46
Ecart-type	1.66	3.45

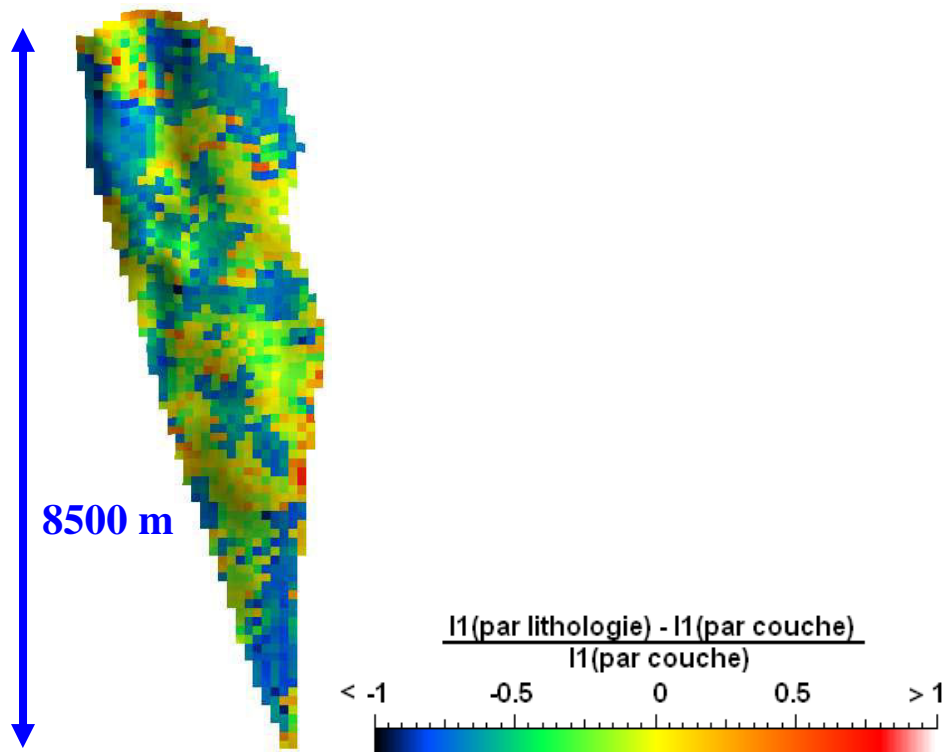
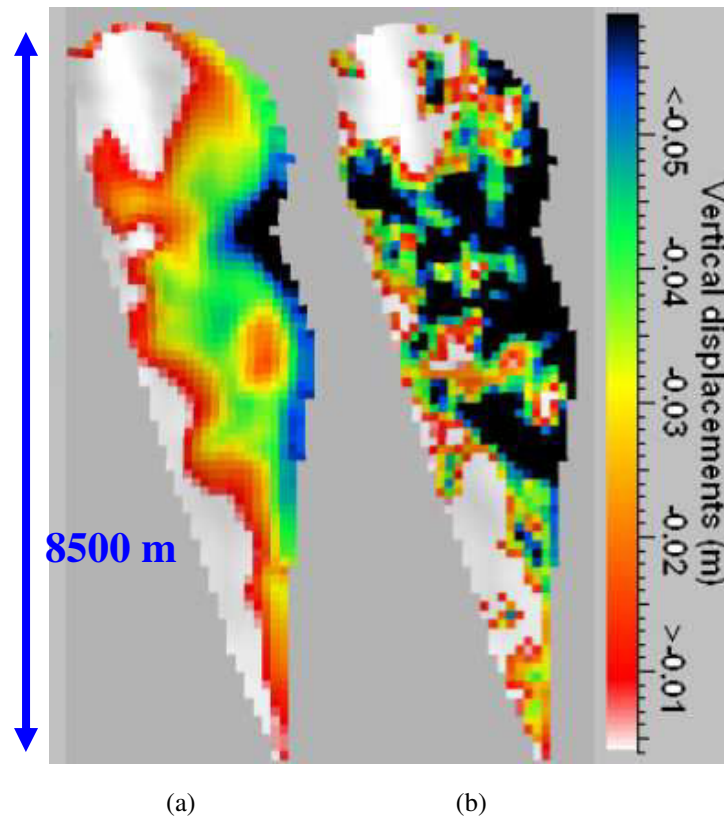


Figure V. 41 : Carte de différences normalisées par la valeur de la variation du premier invariant du tenseur des contraintes du cas homogène pour le modèle mécanique contrasté

Tableau V. 15 : Caractéristiques statistiques du déplacement vertical pour une couche spécifique du Ness avec des propriétés mécaniques constantes contrastées par couche ou par lithofaciès

S (m)	Modèle avec des propriétés mécaniques constantes par couche	Modèle avec des propriétés mécaniques constantes par lithofaciès
Min	-0.069	-0.112
Q25	-0.036	-0.059
Moyenne	-0.019	-0.031
Q75	-0.004	-0.007
Max	0.047	0.089
Ecart-type	0.023	0.037



**Figure V. 42 : Déplacements verticaux pour une couche spécifique du Ness avec des propriétés mécaniques constantes et contrastées par couche (a) ou par lithofaciès (b)**

**- Intégration des incertitudes sur les modules de la roche**

La figure V.43 représente, pour la couche du Ness étudiée, les caractéristiques spatiales obtenues pour 10 réalisations des modules d'Young dans le cas du modèle géomécanique avec des propriétés mécaniques contrastées. La carte de la moyenne (Figure V.43a) reste proche de la carte des lithofaciès (Figure V.19b), mais le coefficient de variation (Figure V.43c) augmente significativement par rapport au cas du modèle peu contrasté (jusqu'à 33%).

La carte de la moyenne de la variation du premier invariant du tenseur de contrainte (Figure V.44a) est plus ou moins liée à la carte de la moyenne du module d'Young (Figure V.43a). En général, lorsque les valeurs du module d'Young augmentent, les valeurs absolues de la variation du premier invariant du tenseur de contrainte augmentent aussi. Ce phénomène peut s'expliquer par les conditions aux limites choisies : à savoir, déplacement vertical nul à la base du modèle. Pour maintenir le même ordre de grandeur de la déformation dans cette couche, les roches "dures" vont enregistrer une variation de charge plus importante (variation entre le pas géostatique et le pas "dépressurisé").

Par rapport au modèle peu contrasté, le coefficient de variation de la variation du premier invariant du tenseur de contrainte est plus important, et atteint plus de 20% (0.2) dans certaines cellules (Figure V.44c).

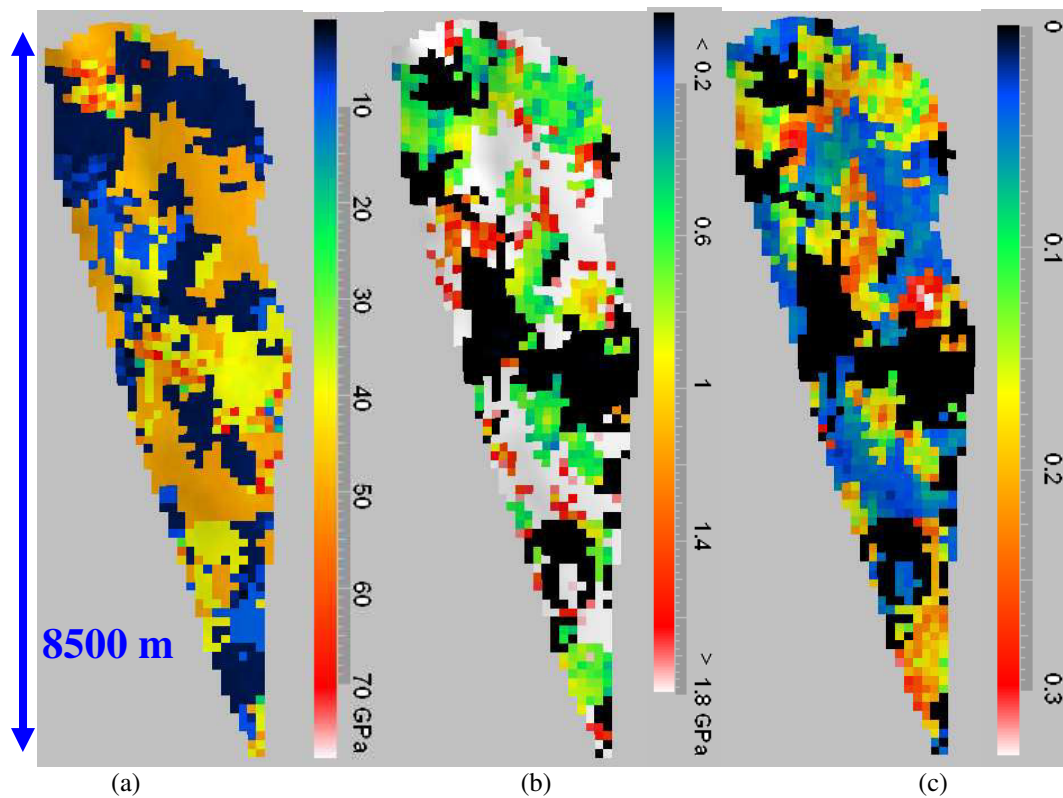


Figure V. 43 : Moyenne (a), écart-type (b) et coefficient de variation (c) des 10 réalisations des modules d'Young du modèle géomécanique contrasté pour la couche du Ness dans le cas où la lithologie est supposée connue

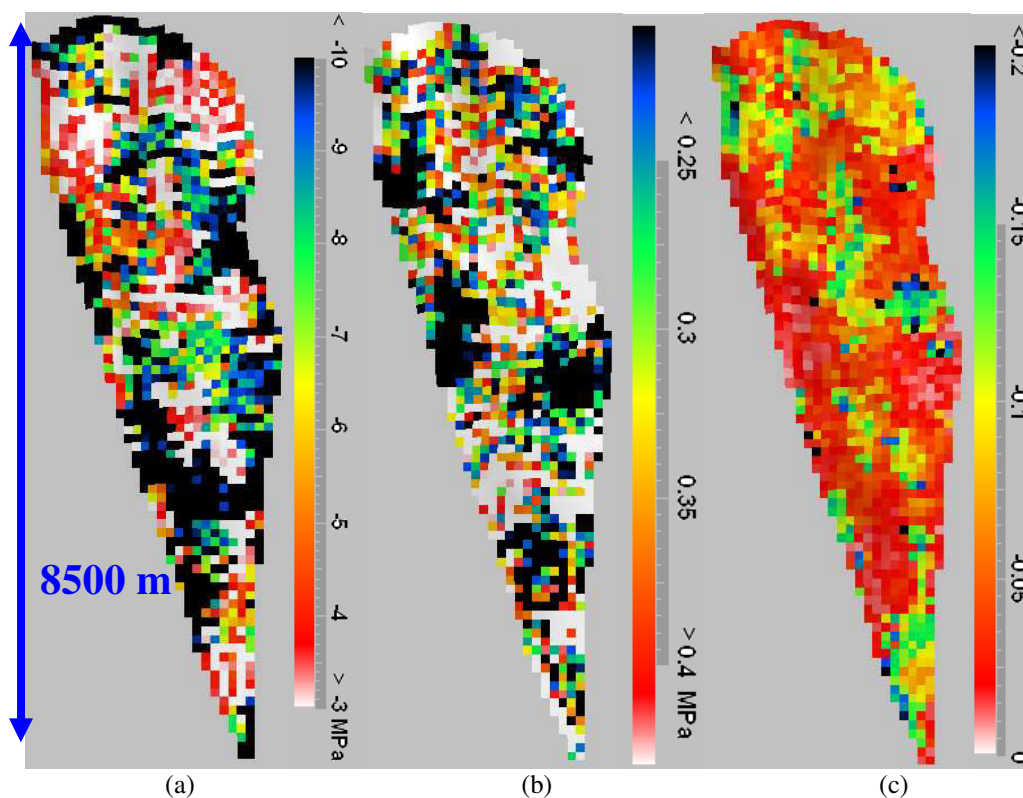
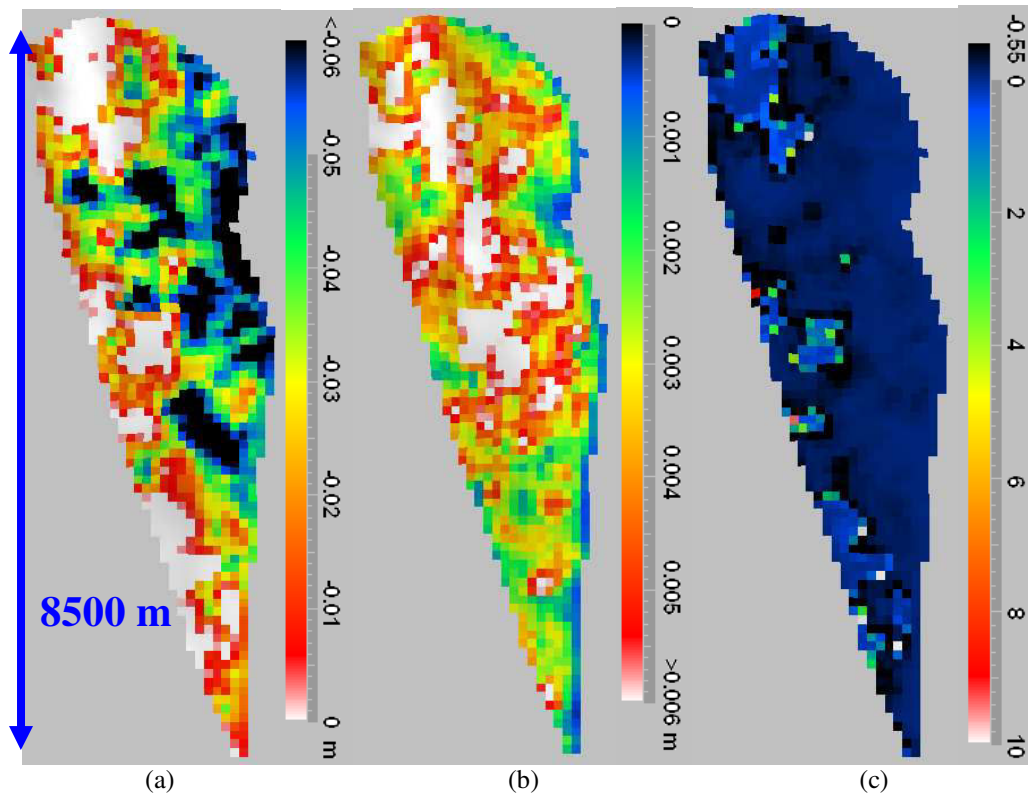


Figure V. 44 : Moyenne (a), écart-type (b) et coefficient de variation (c) des 10 réalisations de la variation du premier invariant du tenseur des contraintes du modèle géomécanique contrasté pour la couche du Ness dans le cas où la lithologie est supposée connue



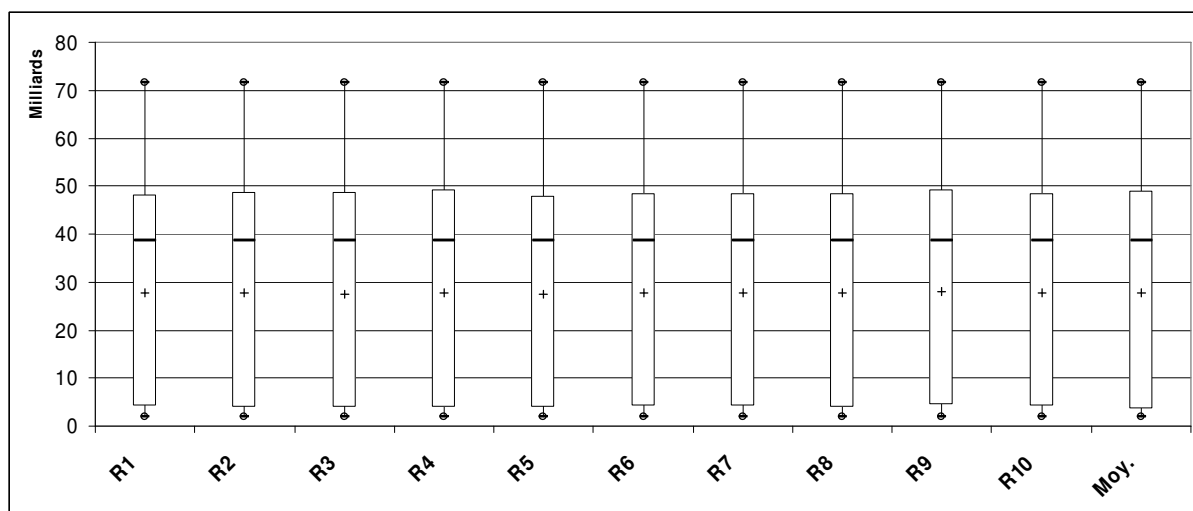
**Figure V. 45 : Moyenne (a), écart-type (b) et coefficient de variation (c) des 10 réalisations des déplacements verticaux du modèle géomécanique contrasté pour la couche du Ness dans le cas où la lithologie est supposée connue**

Pour les déplacements verticaux, le coefficient de variation atteint 55% (0.55) pour la plupart des cellules (Figure V.45c). Ce coefficient peut être très grand (jusqu'à 10) et donc peu réaliste dans certaines cellules où la moyenne des déplacements verticaux (le dénominateur du coefficient de variation) est quasiment nulle (Figure V.45a).

Les caractéristiques statistiques des données en entrée et des résultats en sortie sur les 10 réalisations étudiées pour le modèle contrasté, et ce dans le cas où la lithologie est supposée connue, sont synthétisées dans le tableau V.16.

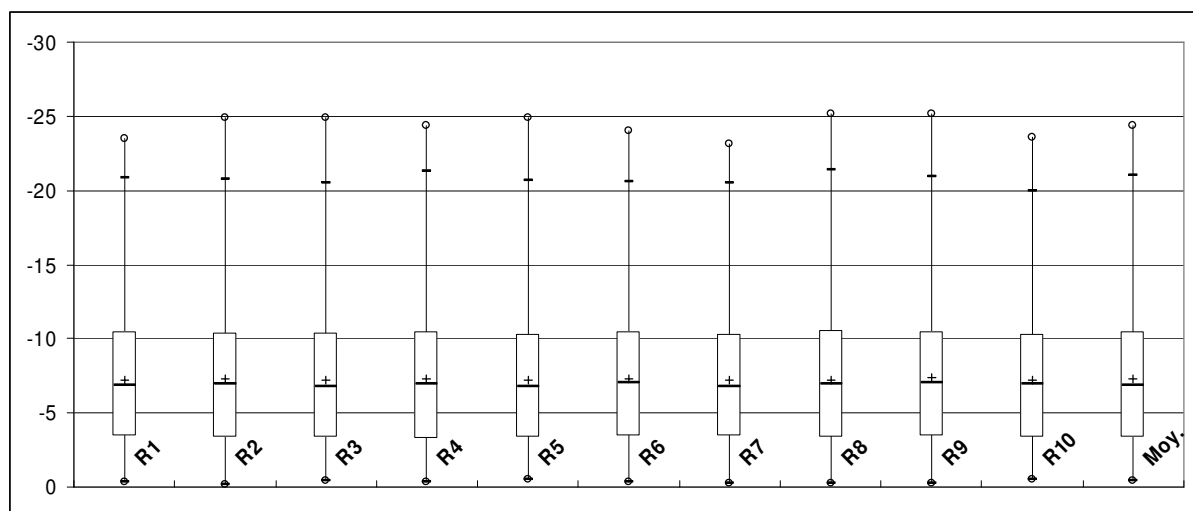
**Tableau V. 16 : Caractéristiques statistiques des paramètres sur les 10 réalisations étudiées pour une couche spécifique du Ness du modèle mécanique contrasté dans le cas où la lithologie est supposée connue**

Lithologie fixe	Paramètres	Min	Q25	Moyenne	Q75	Max	Ecart-type
Réalisation 1	<i>E</i> (GPa)	1.93	3.93	27.75	48.18	71.48	21.34
	<i>v</i>	0.150	0.179	0.192	0.213	0.267	0.023
	<i>I1</i> (MPa)	-23.46	-10.45	-7.25	-3.42	-0.33	4.21
	<i>S</i> (m)	-0.092	-0.049	-0.029	-0.008	0.068	0.027
Réalisation 2	<i>E</i> (GPa)	1.93	3.66	27.75	48.61	71.48	21.53
	<i>v</i>	0.153	0.179	0.192	0.215	0.267	0.023
	<i>I1</i> (MPa)	-24.86	-10.45	-7.26	-3.35	0.17	4.28
	<i>S</i> (m)	-0.100	-0.005	-0.029	-0.010	0.064	0.027
Réalisation 3	<i>E</i> (GPa)	1.93	3.84	27.61	48.52	71.48	21.51
	<i>v</i>	0.153	0.179	0.192	0.214	0.267	0.023
	<i>I1</i> (MPa)	-24.90	-10.39	-7.25	-3.33	-0.46	4.26
	<i>S</i> (m)	-0.094	-0.050	-0.028	-0.008	0.069	0.028
Réalisation 4	<i>E</i> (GPa)	1.93	3.93	27.80	49.31	71.48	21.56
	<i>v</i>	0.153	0.179	0.192	0.217	0.267	0.023
	<i>I1</i> (MPa)	-24.41	-10.50	-7.31	-3.31	-0.33	4.27
	<i>S</i> (m)	-0.098	-0.051	-0.028	-0.009	0.071	0.028
Réalisation 5	<i>E</i> (GPa)	1.93	3.84	27.56	47.74	71.48	21.31
	<i>v</i>	0.153	0.179	0.191	0.211	0.267	0.022
	<i>I1</i> (MPa)	-24.93	-10.33	-7.21	-3.34	-0.50	4.23
	<i>S</i> (m)	-0.091	-0.05	-0.027	-0.007	0.075	0.029
Réalisation 6	<i>E</i> (GPa)	1.93	4.10	27.70	48.26	71.48	21.33
	<i>v</i>	0.153	0.179	0.192	0.213	0.267	0.023
	<i>I1</i> (MPa)	-23.98	-10.50	-7.27	-3.43	-0.39	4.20
	<i>S</i> (m)	-0.094	-0.048	-0.027	-0.008	0.062	0.027
Réalisation 7	<i>E</i> (GPa)	1.93	4.10	27.74	48.35	71.48	21.43
	<i>v</i>	0.153	0.179	0.192	0.213	0.267	0.023
	<i>I1</i> (MPa)	-23.12	-10.31	-7.23	-3.45	-0.25	4.20
	<i>S</i> (m)	-0.087	-0.048	0.026	0.006	0.071	0.028
Réalisation 8	<i>E</i> (GPa)	1.93	3.75	27.64	48.44	71.48	21.48
	<i>v</i>	0.153	0.179	0.192	0.214	0.267	0.023
	<i>I1</i> (MPa)	-25.13	-10.59	-7.23	-3.32	-0.28	4.24
	<i>S</i> (m)	-0.095	-0.005	-0.027	-0.007	0.078	0.003
Réalisation 9	<i>E</i> (GPa)	1.93	4.36	28.12	49.31	71.48	21.39
	<i>v</i>	0.153	0.179	0.193	0.217	0.267	0.024
	<i>I1</i> (MPa)	-25.19	-10.53	-7.36	-3.49	-0.29	4.23
	<i>S</i> (m)	-0.092	-0.047	-0.026	-0.007	0.067	0.027
Réalisation 10	<i>E</i> (GPa)	1.93	4.01	27.67	48.44	71.48	21.38
	<i>v</i>	0.153	0.179	0.192	0.214	0.267	0.023
	<i>I1</i> (MPa)	-23.57	-10.36	-7.24	-3.39	-0.54	4.20
	<i>S</i> (m)	-0.084	-0.050	-0.027	-0.008	0.071	0.027



**Figure V. 46 : Boîte de Tukey du module d'Young (GPa) pour chaque réalisation (R1 – R10) et pour la moyenne de ces 10 réalisations (Moy.) pour la couche spécifique du Ness du modèle contrasté dans le cas où la lithologie est supposée connue**

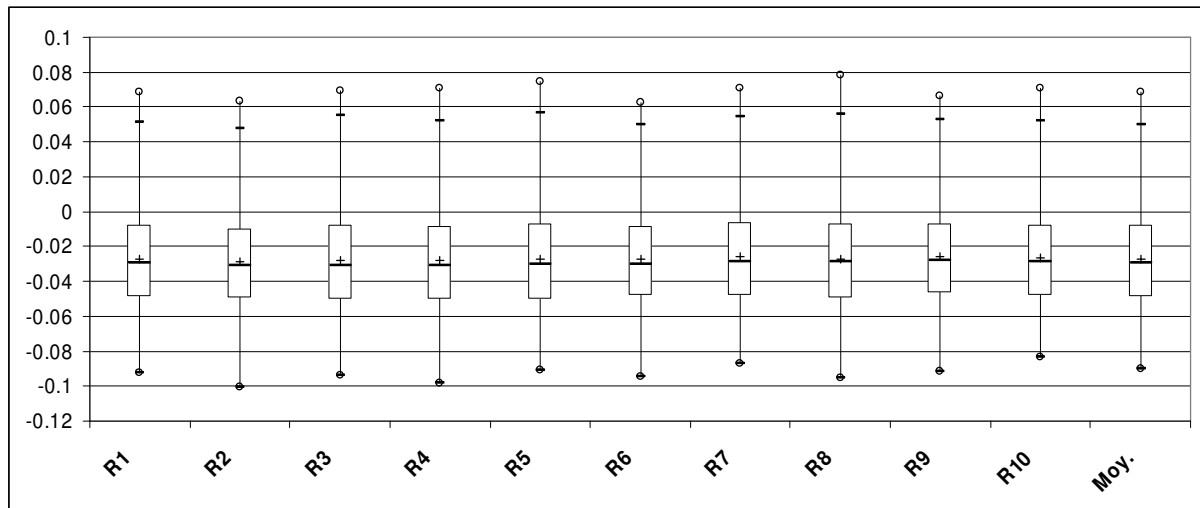
Les boîtes de Tukey des distributions du module d'Young, montrent pour le cas à lithologie fixe et propriétés mécaniques contrastées des valeurs et une dispersion beaucoup plus fortes liées à ces contrastes importants entre faciès gréseux et faciès argileux.



**Figure V. 47 : Boîte de Tukey de la variation du premier invariant du tenseur des contraintes (MPa) pour chaque réalisation (R1 – R10) et pour la moyenne de ces 10 réalisations (Moy.) pour la couche spécifique du Ness dans le cas où la lithologie est supposée connue**

Cette dispersion plus forte sur le module mécanique entraîne une dispersion très importante sur le premier invariant du tenseur des contraintes (Figure V.47), par comparaison avec le cas où les lithologies sont peu contrastées (Figure V.36). Un effet dans le même sens existe pour le déplacement vertical, mais il est moins spectaculaire (Figure V.48 à comparer avec la Figure V.37).

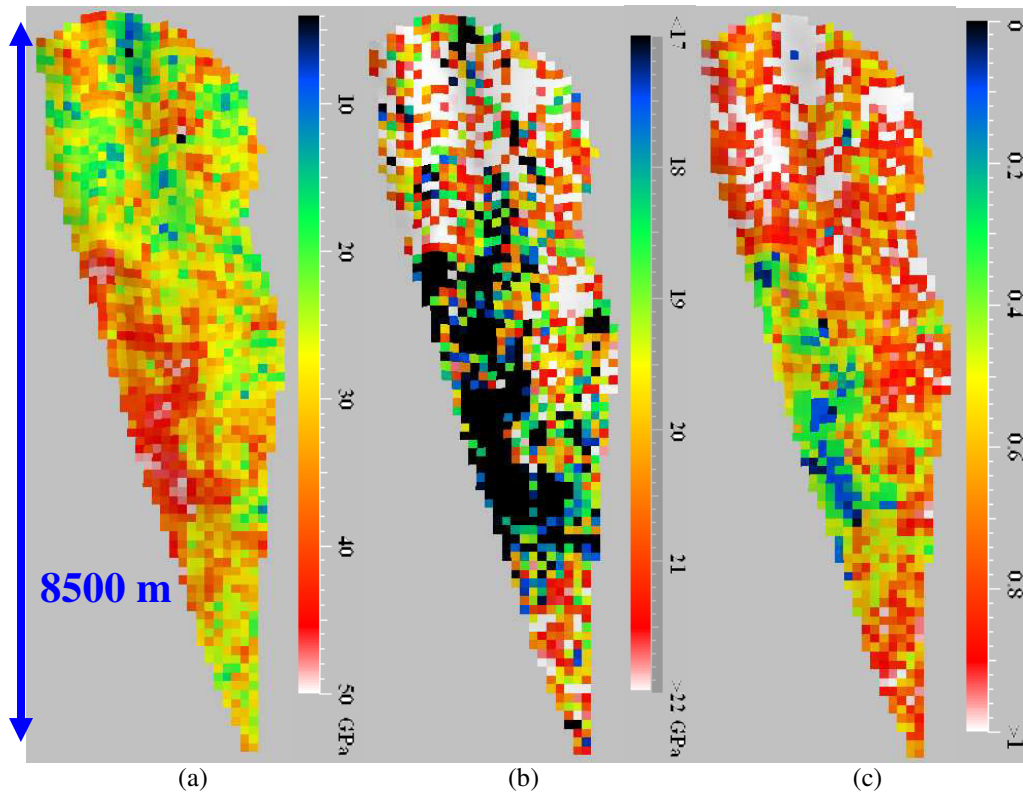




**Figure V. 48 : Boîte de Tukey du déplacement vertical (m) pour chaque réalisation (R1 – R10) et pour la moyenne de ces 10 réalisations (Moy.) pour la couche spécifique du Ness dans le cas où la lithologie est supposée connue**

**- Intégration des incertitudes sur les modules de la roche et les lithologies**

Lorsqu'on ajoute les incertitudes liées aux lithofaciès, le coefficient de variation du module d'Young pour les 10 réalisations est de 70% en moyenne, avec des valeurs jusqu'à plus de 100% (Figure V.49c). Le coefficient de variation pour la variation du premier invariant du tenseur de contraintes atteint également plus de 100% (Figure V.50c). La carte de la moyenne des déplacements verticaux pour la couche de Ness (Figure V.51a) reste principalement contrôlée par la géométrie de la structure. Nous retrouvons de très fortes valeurs du coefficient de variation dans les endroits où les déplacements verticaux sont quasiment nuls (Figure V.51c).



**Figure V. 49 : Moyenne (a), écart-type (b) et coefficient de variation (c) des 10 réalisations des modules d'Young du modèle géomécanique contrasté pour la couche du Ness dans le cas où la lithologie est supposée inconnue**

Les caractéristiques statistiques des données en entrée et des résultats en sortie sur les 10 réalisations étudiées du modèle mécanique contrasté, et ce dans le cas où la lithologie est supposée inconnue, sont synthétisées dans le tableau V.17.

**Tableau V. 17 : Caractéristiques statistiques des paramètres sur les 10 réalisations étudiées du modèle mécanique contrasté pour une couche spécifique du Ness dans le cas où la lithologie est supposée inconnue**

Lithologie simulée	Proportion des faciès	Paramètres	Min	Q25	Moyenne	Q75	Max	Ecart-type
Réalisation 1	0(7%), 1(5%), 2(31%), 3(2%), 4(9%), 5(32%), 6(14%)	<i>E</i> (GPa)	1.93	3.93	27.75	48.18	71.48	21.34
		<i>v</i>	0.150	0.179	0.192	0.213	0.267	0.023
		<i>I1</i> (MPa)	-23.46	-10.45	-7.25	-3.42	-0.33	4.21
		<i>S</i> (m)	-0.092	-0.049	-0.027	-0.008	0.068	0.027
Réalisation 2	0(3%), 1(14%), 2(19%), 3(0%), 4(11%), 5(40%), 6(13%)	<i>E</i> (GPa)	1.93	4.57	31.94	49.78	93.21	21.30
		<i>v</i>	0.155	0.179	0.197	0.219	0.280	0.024
		<i>I1</i> (MPa)	-20.94	-10.94	-8.11	-3.68	0.01	4.5
		<i>S</i> (m)	-0.097	-0.045	-0.025	-0.006	0.066	0.027
Réalisation 3	0(5%), 1(17%), 2(14%), 3(1%), 4(10%), 5(43%), 6(10%)	<i>E</i> (GPa)	1.93	5.5	31.93	50.05	78.32	21.17
		<i>v</i>	0.151	0.179	0.198	0.220	0.275	0.023
		<i>I1</i> (MPa)	-27.59	-11.69	-8.31	-3.78	0.01	4.64
		<i>S</i> (m)	-0.099	-0.044	-0.028	-0.012	0.038	0.024
Réalisation 4	0(16%), 1(13%), 2(11%), 3(1%), 4(14%), 5(23%), 6(22%)	<i>E</i> (GPa)	1.93	6.96	29.39	47.46	79.42	20.11
		<i>v</i>	0.153	0.179	0.190	0.210	0.276	0.024
		<i>I1</i> (MPa)	-21.22	-11.45	-7.97	-4.09	-0.77	4.44
		<i>S</i> (m)	-0.083	-0.044	-0.024	-0.005	0.051	0.025
Réalisation 5	0(9%), 1(4%), 2(9%), 3(3%), 4(10%), 5(20%), 6(45%)	<i>E</i> (GPa)	1.93	34.09	34.26	45.64	75.24	17.01
		<i>v</i>	0.152	0.165	0.184	0.202	0.271	0.025
		<i>I1</i> (MPa)	-19.21	-10.83	-8.42	-5.52	-0.70	3.72
		<i>S</i> (m)	-0.086	-0.037	-0.021	-0.005	0.056	0.023
Réalisation 6	0(6%), 1(6%), 2(17%), 3(4%), 4(13%), 5(30%), 6(24%)	<i>E</i> (GPa)	1.93	5.99	31.91	48.57	79.34	19.88
		<i>v</i>	0.153	0.171	0.191	0.215	0.276	0.025
		<i>I1</i> (MPa)	-24.43	-11.19	-8.08	-4.17	2.05	4.25
		<i>S</i> (m)	-0.104	-0.044	-0.026	-0.008	0.048	0.025
Réalisation 7	0(10%), 1(9%), 2(22%), 3(2%), 4(24%), 5(25%), 6(8%)	<i>E</i> (GPa)	1.93	4.43	29.33	49.14	82.12	21.93
		<i>v</i>	0.151	0.179	0.196	0.217	0.279	0.025
		<i>I1</i> (MPa)	-25.31	-10.99	-7.73	-3.62	-0.77	4.49
		<i>S</i> (m)	-0.096	-0.046	-0.022	-0.004	0.078	0.028
Réalisation 8	0(3%), 1(18%), 2(19%), 3(1%), 4(11%), 5(30%), 6(18%)	<i>E</i> (GPa)	1.93	3.99	25.37	48.57	73.55	21.70
		<i>v</i>	0.151	0.179	0.196	0.217	0.279	0.025
		<i>I1</i> (MPa)	-25.31	-10.99	-7.73	-3.62	-0.77	4.49
		<i>S</i> (m)	-0.099	-0.046	-0.025	-0.006	0.061	0.027
Réalisation 9	0(12%), 1(9%), 2(31%), 3(0%), 4(6%), 5(37%), 6(5%)	<i>E</i> (GPa)	1.93	4.55	29.28	48.26	74.18	20.93
		<i>v</i>	0.154	0.179	0.192	0.214	0.270	0.023
		<i>I1</i> (MPa)	-25.13	-10.33	-7.06	-3.46	-0.66	4.36
		<i>S</i> (m)	-0.112	-0.048	-0.028	-0.007	0.082	0.029
Réalisation 10	0(7%), 1(10%), 2(17%), 3(14%), 4(16%), 5(29%), 6(7%)	<i>E</i> (GPa)	1.93	4.25	27.19	49.01	79.24	22.30
		<i>v</i>	0.152	0.179	0.195	0.216	0.276	0.024
		<i>I1</i> (MPa)	-21.30	-10.61	-7.27	-3.33	-0.79	4.43
		<i>S</i> (m)	-0.145	-0.051	-0.028	-0.002	0.058	0.034

- 0 Grès propres
- 1 Grès radioactifs
- 2 Grès micacés
- 3 Grès argileux
- 4 Argiles silteuses
- 5 Argiles
- 6 Charbons

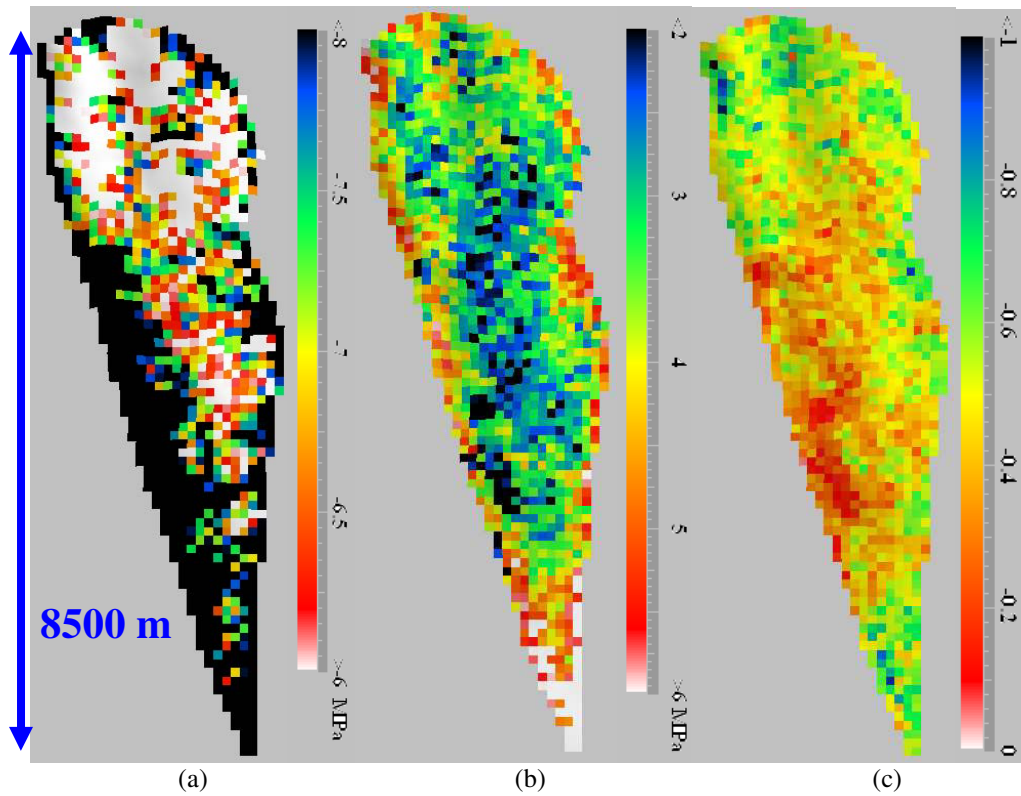


Figure V. 50 : Moyenne (a), écart-type (b) et coefficient de variation (c) des 10 réalisations de la variation du premier invariant du tenseur des contraintes du modèle géomécanique contrasté pour la couche du Ness dans le cas où la lithologie est supposée inconnue

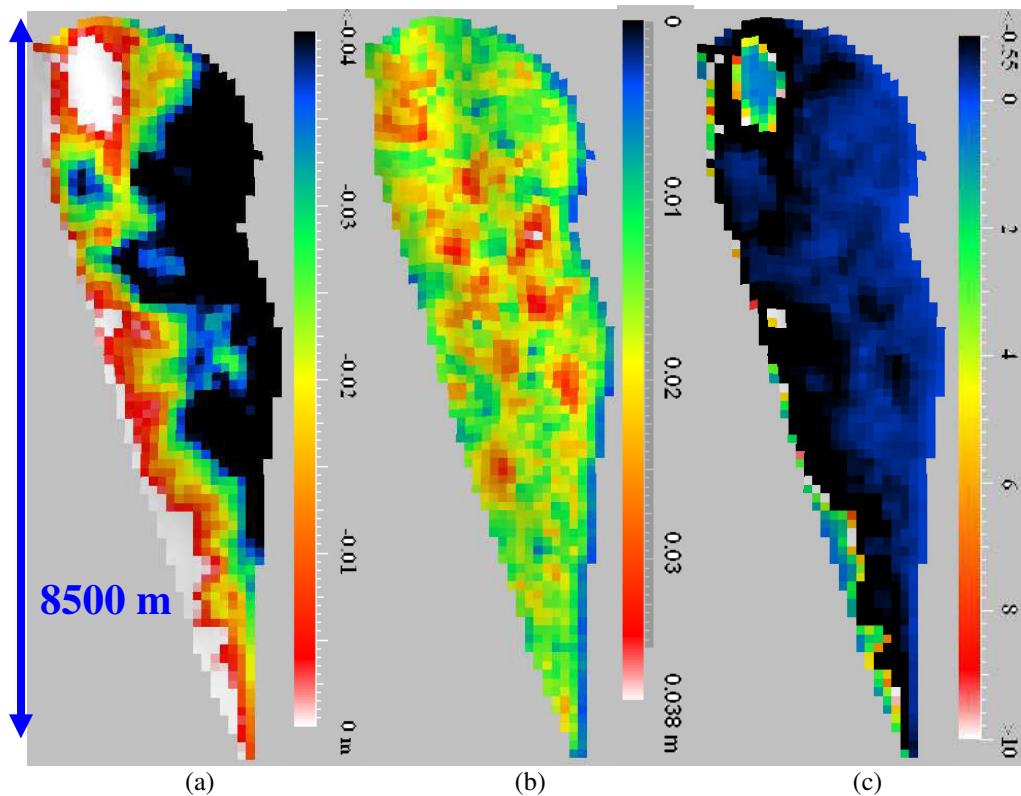
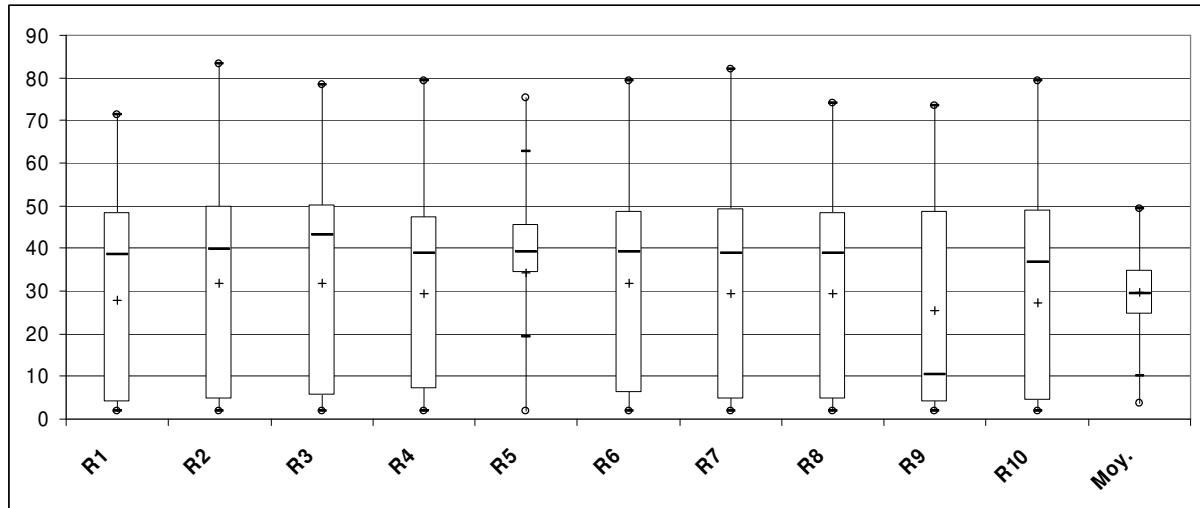
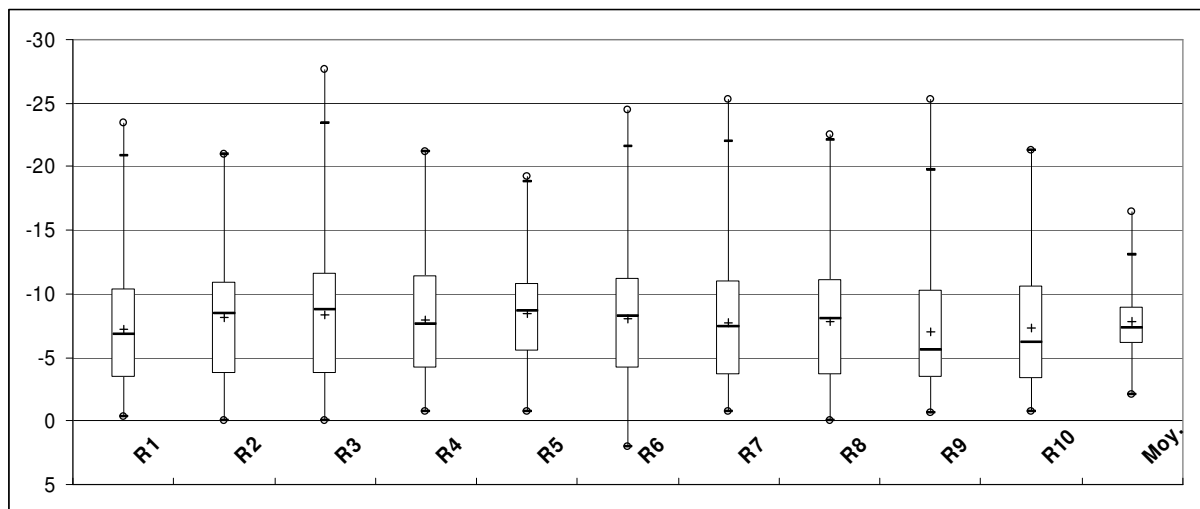


Figure V. 51 : Moyenne (a), écart-type (b) et coefficient de variation (c) des 10 réalisations des déplacements verticaux du modèle géomécanique contrasté pour la couche du Ness dans le cas où la lithologie est supposée inconnue



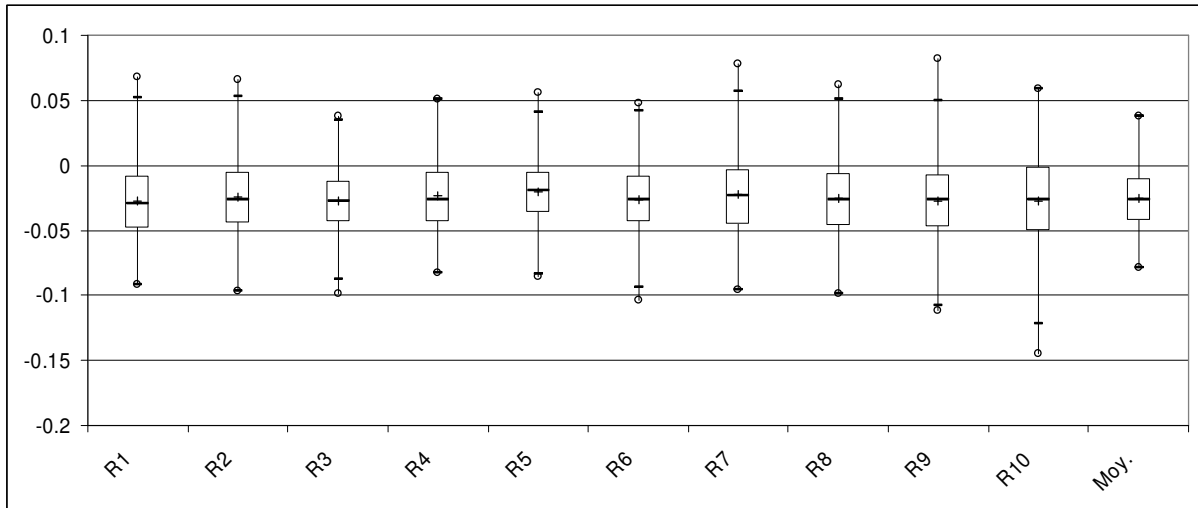
**Figure V. 52 : Boîte de Tukey du module d'Young (GPa) pour chaque réalisation (R1 – R10) et pour la moyenne de ces 10 réalisations (Moy.) pour la couche spécifique du Ness du modèle mécanique contrasté dans le cas où la lithologie est supposée inconnue**

On retrouve un effet similaire sur la distribution de la moyenne des réalisations du module d'Young (Figure V.52) que dans le cas des lithologies peu contrastées mécaniquement (Figure V.46), à savoir que la dispersion de la moyenne est très atténuée par rapport au cas où la lithologie est fixée. La réalisation n°5 se comporte très différemment des autres, ceci s'explique (Tableau V.17) par sa forte proportion d'argiles et de charbons.



**Figure V. 53 : Boîte de Tukey de la variation du premier invariant du tenseur des contraintes (MPa) pour chaque réalisation (R1 – R10) et pour la moyenne de ces 10 réalisations (Moy.) pour la couche spécifique du Ness du modèle mécanique contrasté dans le cas où la lithologie est supposée inconnue**

Les distributions du premier invariant du tenseur des contraintes (Figure V.52) et du déplacement vertical (Figure V.53) présentent des valeurs notablement plus fortes que dans le cas où les lithologies étaient peu contrastées mécaniquement. On retrouve ainsi que les hétérogénéités lithologiques et leurs incertitudes ont d'autant plus d'impact sur la réponse mécanique du réservoir que leurs modules sont contrastées.



**Figure V. 54 : Boîte de Tukey du déplacement vertical (m) pour chaque réalisation (R1 – R10) et pour la moyenne de ces 10 réalisations (Moy.) pour la couche spécifique du Ness du modèle mécanique contrasté dans le cas où la lithologie est supposée inconnue**

La figure 55 compare la distribution spatiale de l'apparition de la rupture de la couche du Tarbert qui se trouve en haut du réservoir (Figure V.19a) pour le cas où les incertitudes sont seulement liées aux modules de la roche (Figure V.55a), et le cas où les incertitudes résultent à la fois des incertitudes sur les lithofaciès et sur leurs propriétés mécaniques (Figure V.55b), et ce à partir des 10 réalisations du modèle géomécanique contrasté.

Il est à noter que la tendance à la rupture apparaît beaucoup plus souvent que dans le cas du modèle peu contrasté. Dans le cas où la lithologie est connue, nous observons des fréquences de tendance à la rupture importantes pour certaines cellules (Figure V.55a) et dans le cas où la lithologie est inconnue, nous observons que beaucoup plus de cellules sont concernées par la rupture, mais avec des fréquences plus faibles (Figure V.55b).

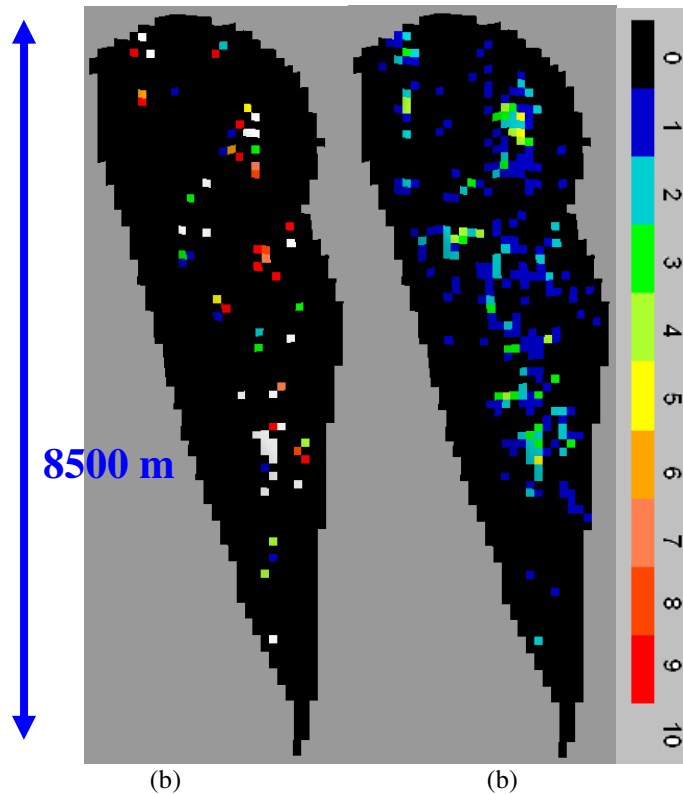


Figure V. 55 : Fréquence des ruptures observées avec 10 réalisations du modèle géomécanique contrasté dans les cas de la lithologie fixe (a) et de la lithologie simulée (b)

### V.3.6 Synthèse des résultats obtenus / discussion

Afin de mieux comprendre les grandes tendances géomécaniques observées sur les différents modèles 3D que nous avons simulés, et plus particulièrement d'analyser le déplacement vertical qui s'avère positif (soulèvement) pour un certain nombre de cellules, et ce malgré la diminution de la pression de pore dans l'ensemble du réservoir, une modélisation 2D axisymétrique d'un réservoir simplifié mais homologue au réservoir 3D du champ A étudié a été effectuée (Marc Boulon, communication personnelle).

La géométrie du modèle simplifié, ainsi que ses propriétés mécaniques, choisies pour être voisines de celles du modèle 3D, sont représentées sur la figure V.56 où le réservoir apparaît en jaune. Seule une moitié du modèle est représentée autour de l'axe vertical de symétrie.

Les contraintes verticale et horizontale totales initiales sont représentées sur les figures V.57 et V.58. Les calculs sont effectués ensuite en considérant que le réservoir est drainé et les formations environnantes sont non drainées.

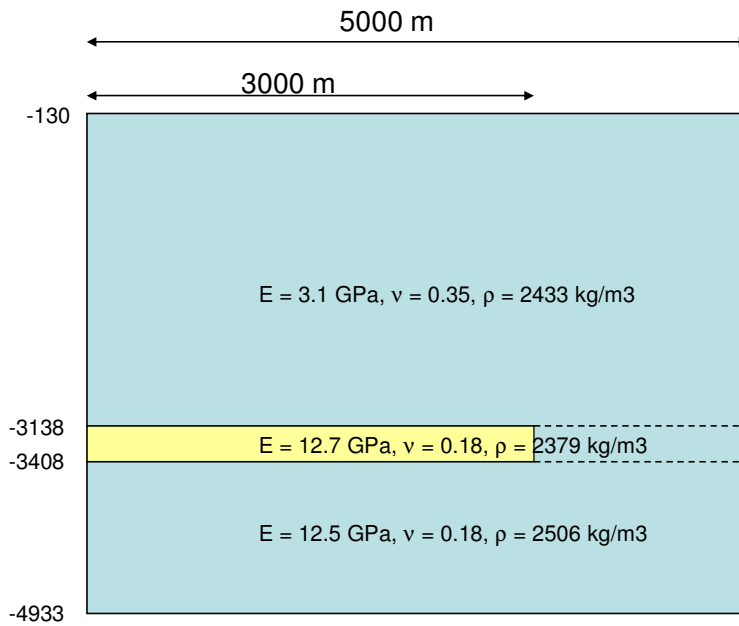


Figure V. 56 : Géométrie et des propriétés mécaniques du modèle simplifié

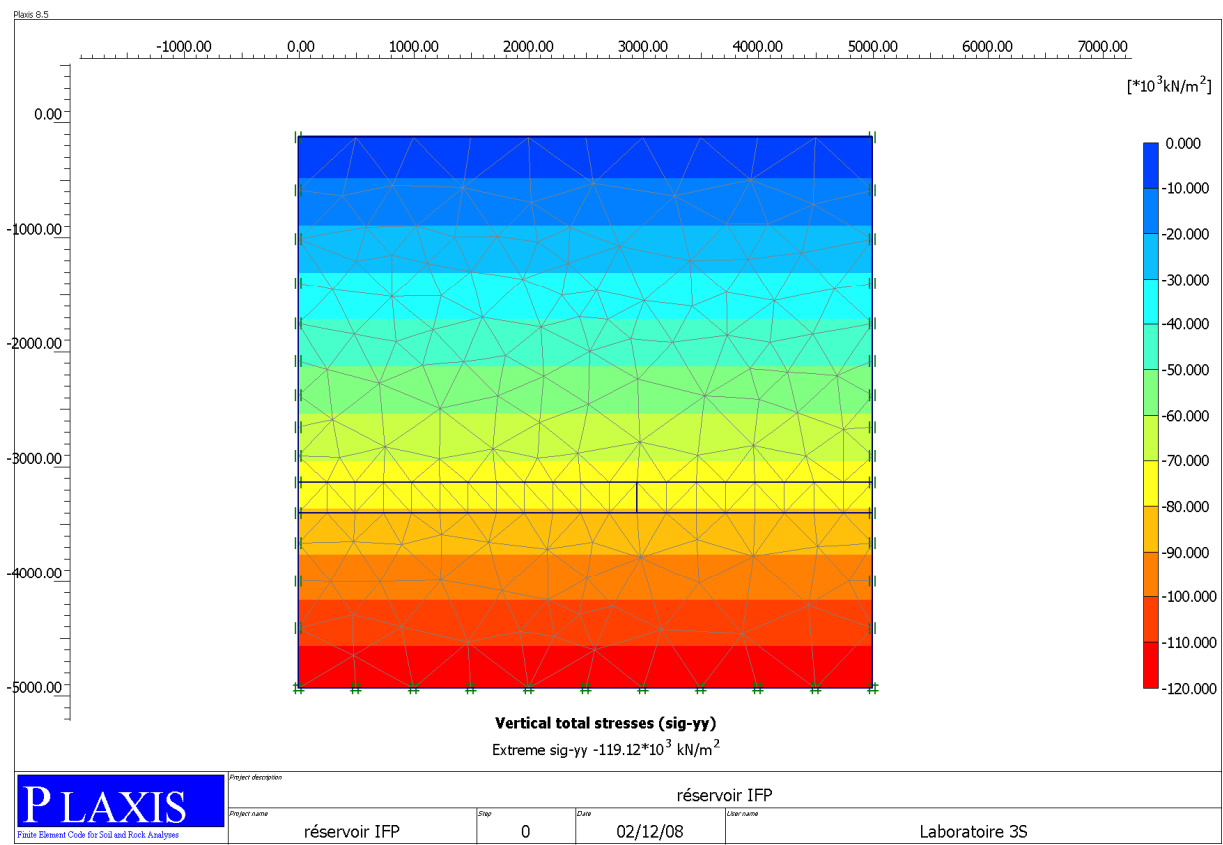
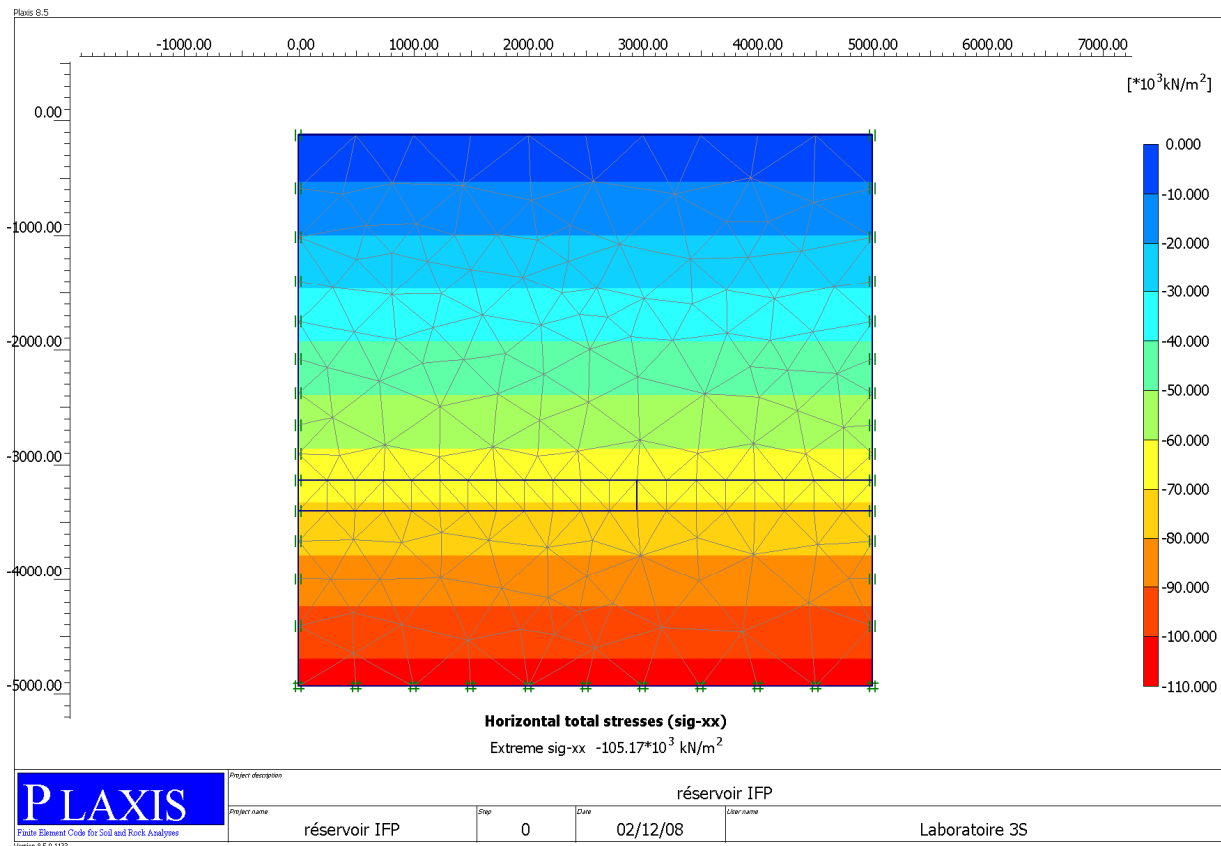


Figure V. 57 : Contrainte verticale totale initiale du modèle simplifié





**Figure V. 58 : Contrainte horizontale totale du modèle simplifié**

Dans un premier temps, le pas géostatique de rééquilibrage mécanique de la structure est réalisé, et conduit aux déplacements verticaux représentés sur la figure V.59 ainsi qu'aux contraintes verticales et horizontales des figures V.60 et V.61. A l'issue du pas géostatique, la contrainte moyenne effective et la pression de pore sont données sur les figures V.62 et V.63. On observe ainsi que la pression constante de 45 MPa dans le réservoir est en légère surpression par rapport aux pressions hydrostatiques environnantes.

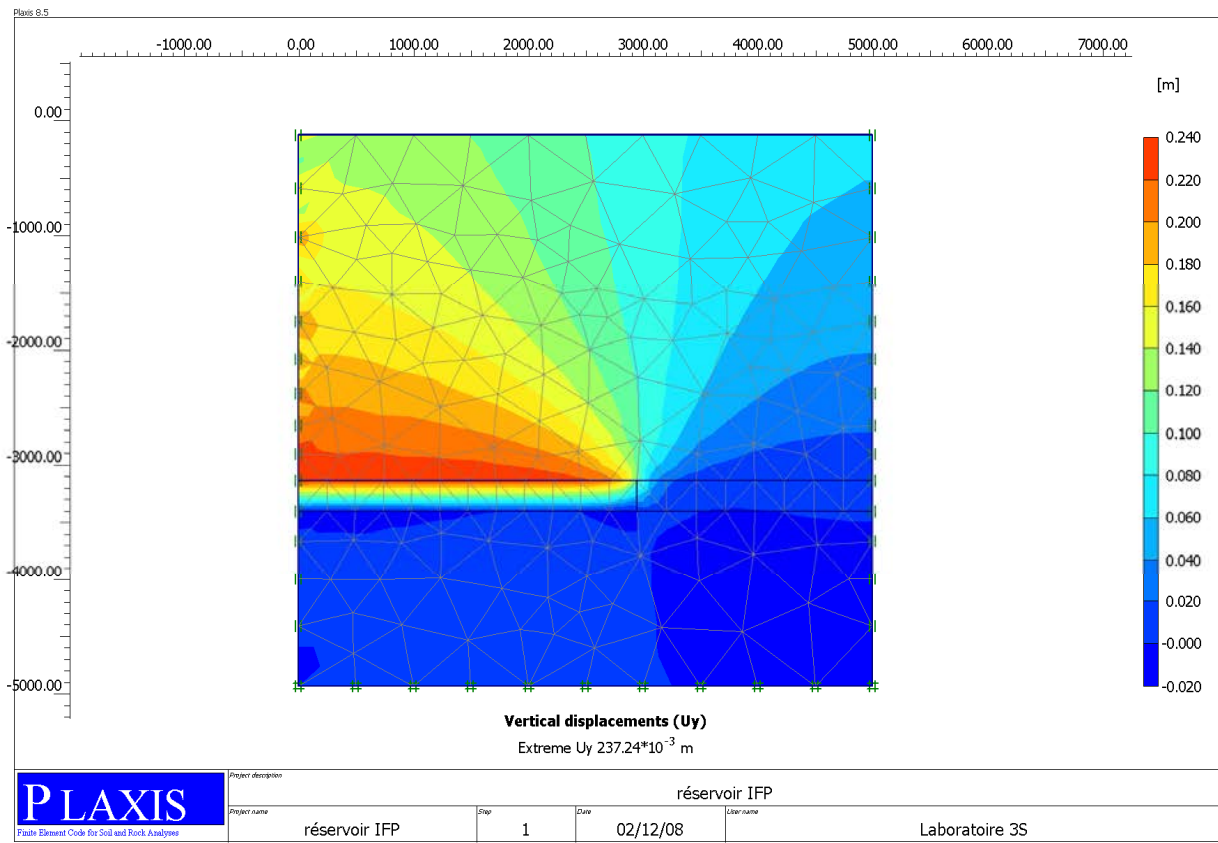


Figure V. 59 : Déplacements verticaux au pas géostatique du modèle simplifié

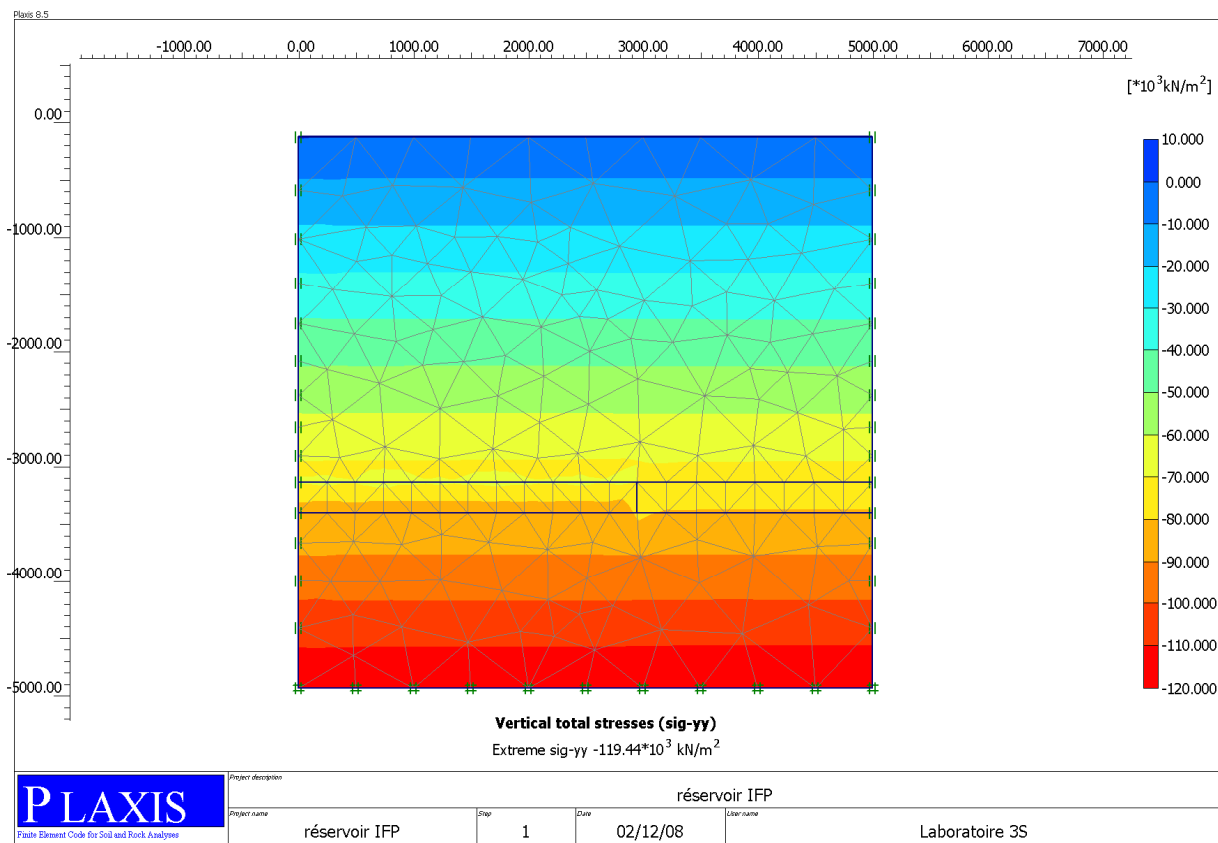


Figure V. 60 : Contrainte verticale totale au pas géostatique du modèle simplifié

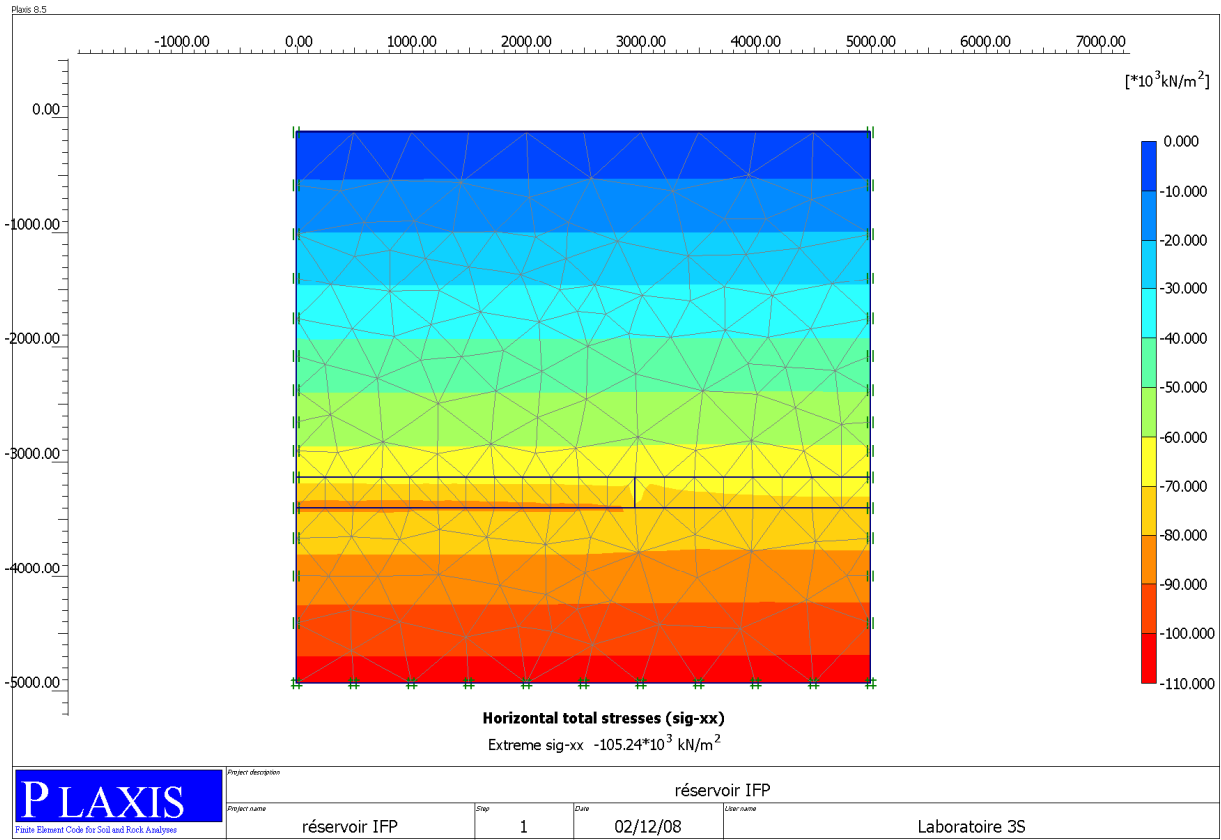


Figure V. 61 : Contrainte horizontale totale au pas géostatique du modèle simplifié

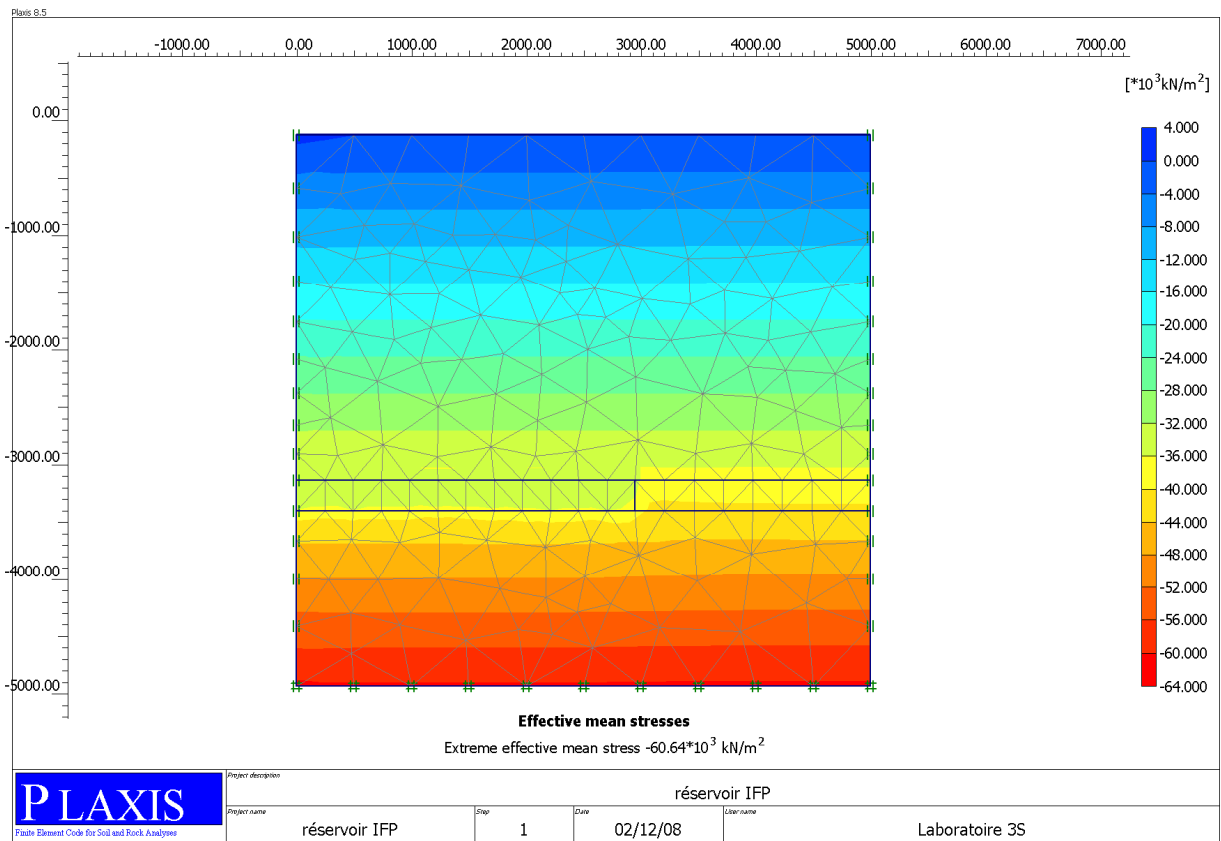


Figure V. 62 : Contrainte effective moyenne au pas géostatique du modèle simplifié

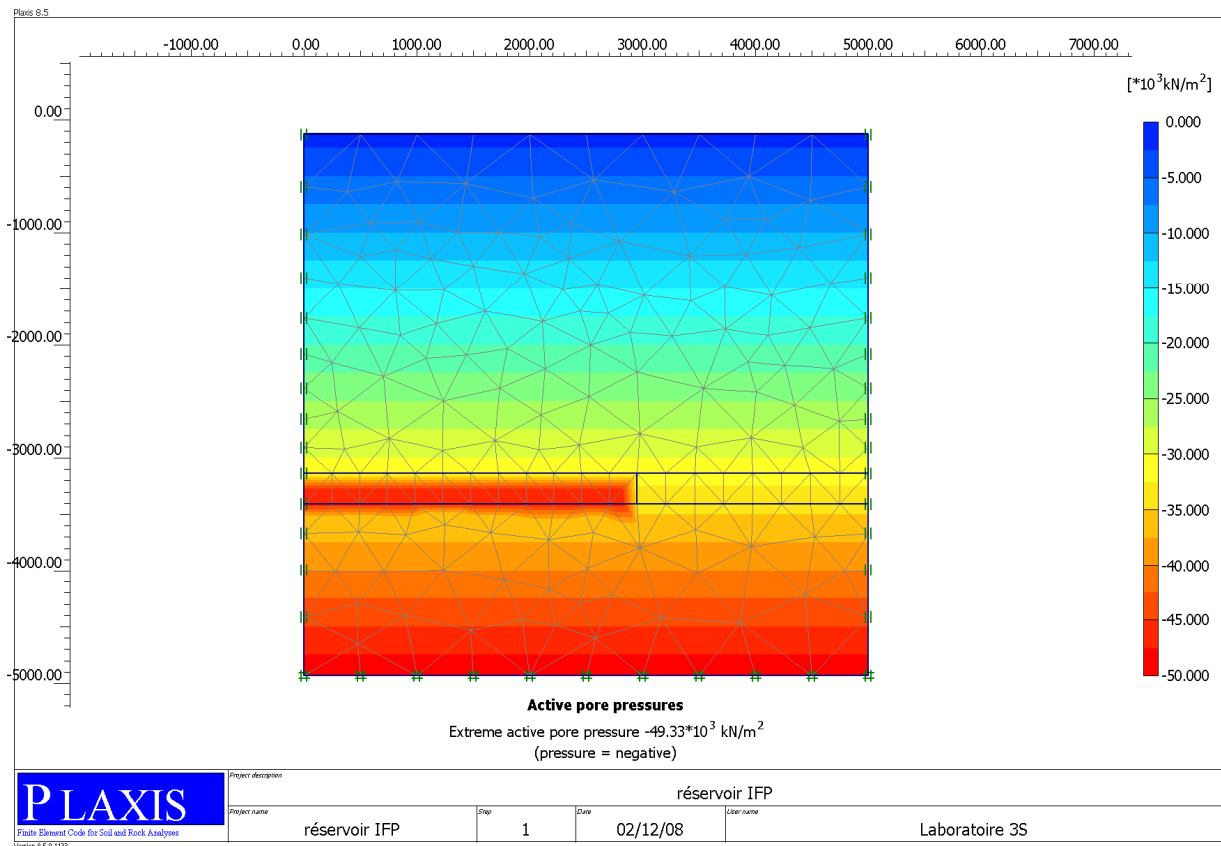


Figure V. 63 : Pression de pore au pas géostatique du modèle simplifié

La réponse mécanique du modèle à la dépressurisation de 15 MPa dans le réservoir (pression de pore représentée sur la figure V.64) est alors calculée, conduisant à la contrainte moyenne totale représentée sur la figure V.65).

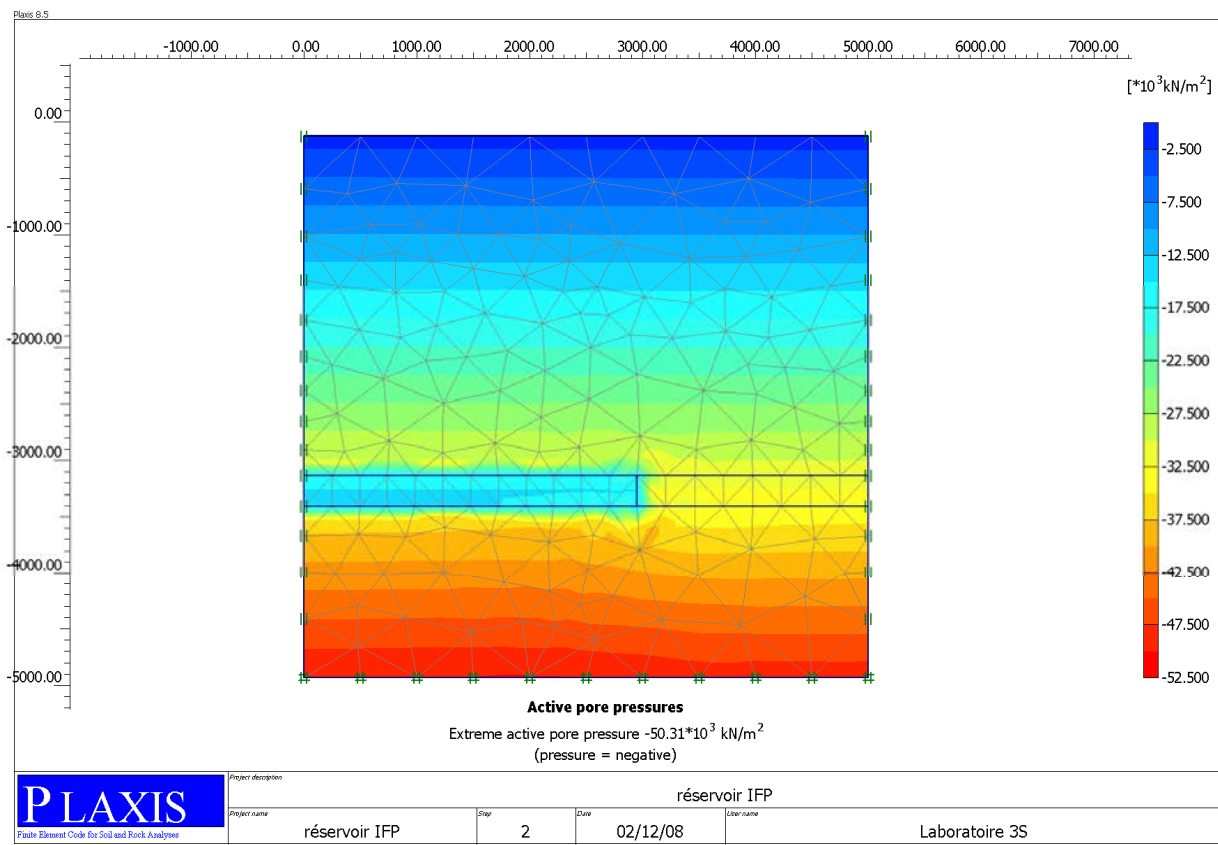


Figure V. 64 : Pression de pore au pas de la dépressurisation dans le réservoir

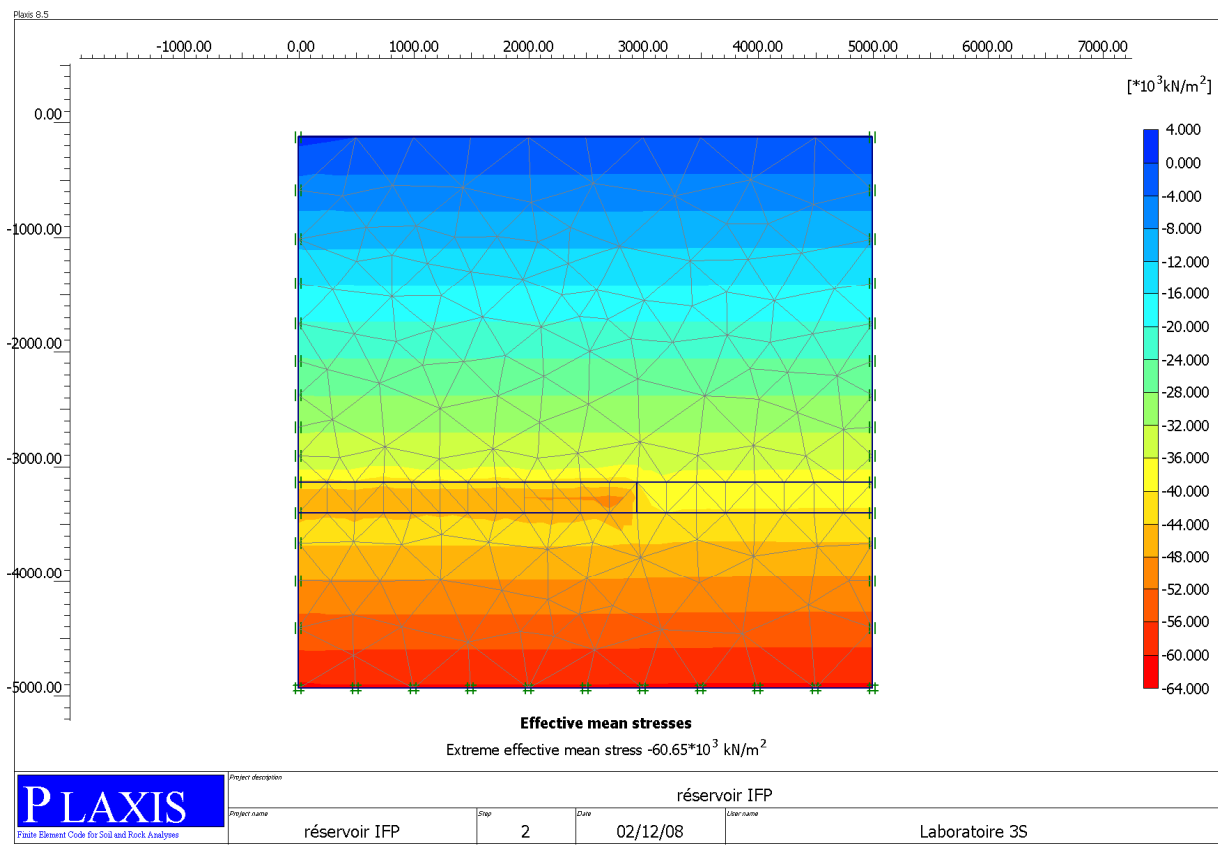
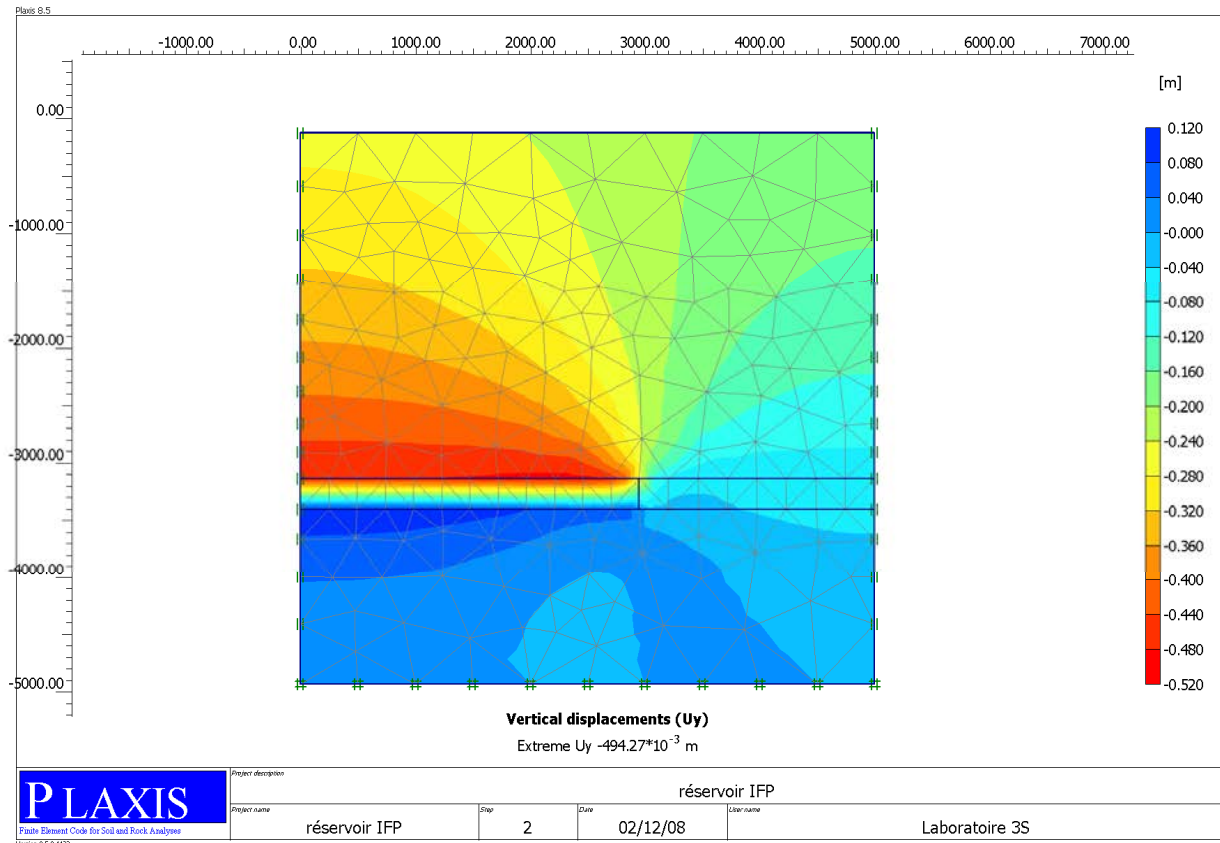


Figure V. 65 : Contrainte effective moyenne au pas de la dépressurisation dans le réservoir

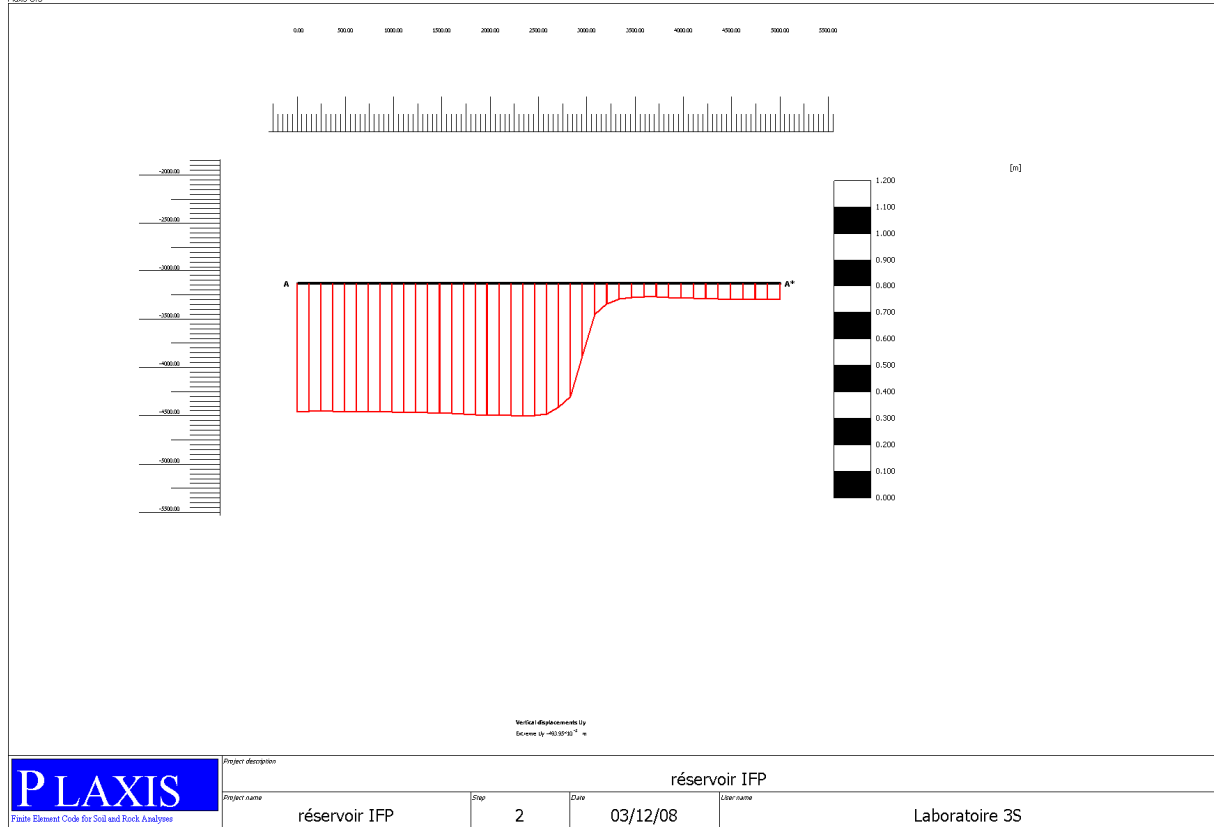
Nous analysons maintenant les déplacements verticaux induits par la dépressurisation (Figure V.66) et constatons que sur ce modèle simplifié, il existe à la fois du tassement (déplacement vertical négatif) et du soulèvement (déplacement vertical positif). Le soulèvement s'observe particulièrement près de la base du réservoir, comme nous l'observons également sur le modèle 3D.



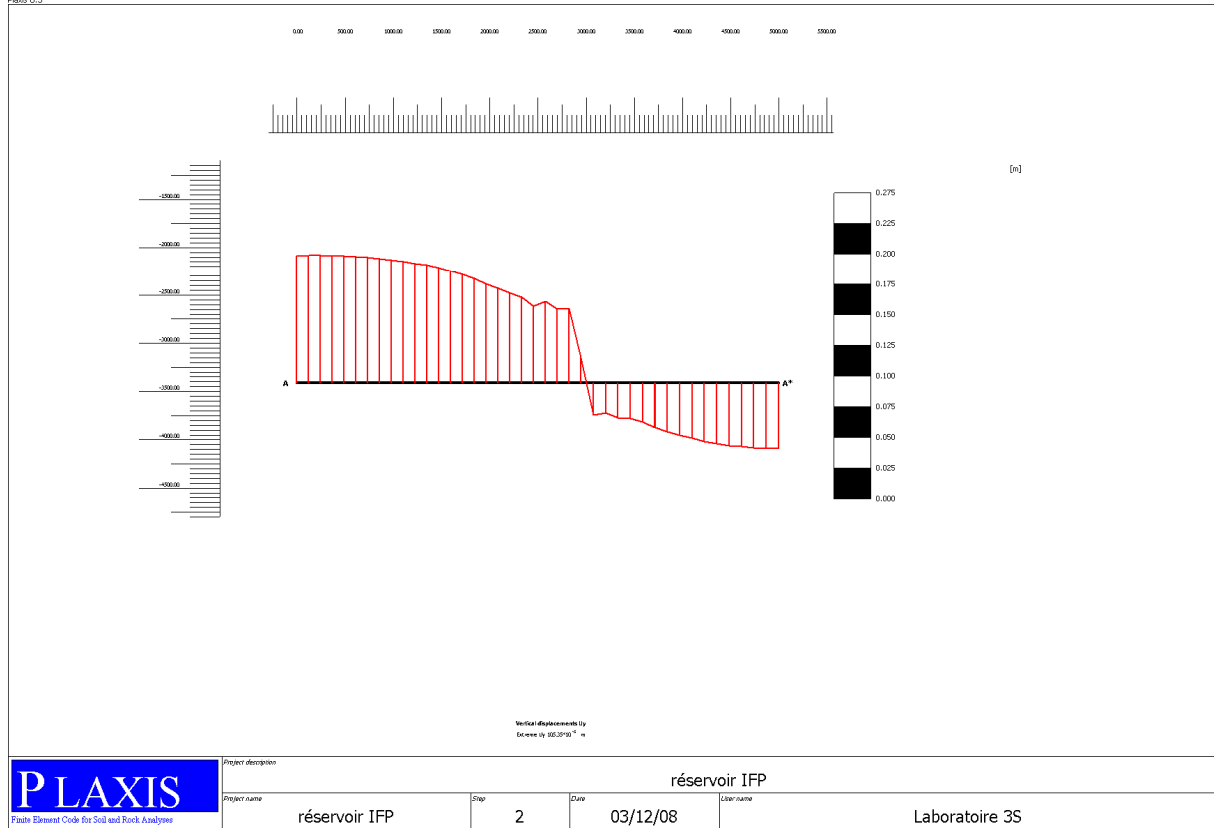
**Figure V. 66 : Déplacements verticaux induits par la dépressurisation**

De façon plus fine, le tassement au toit du réservoir est de l'ordre de 10 cm (Figure V.67) et diminue très rapidement aux environs de l'éponte latérale. Le soulèvement à la base du réservoir (Figure V.68) dépasse 10 cm et s'inverse très rapidement au niveau de l'éponte latérale.

La simulation d'un modèle 2D axisymétrique simplifié, mais cohérent avec le modèle géomécanique 3D du champ A, confirme les phénomènes observés dans la simulation mécanique 3D – à savoir qu'en dépit de la dépressurisation de l'ensemble du réservoir entraînant une augmentation de la contrainte effective moyenne, les mailles proches de la base du réservoir ont tendance à se soulever.



**Figure V. 67 : Tassement au toit du réservoir du modèle 2D axisymétrique**



**Figure V. 68 : Soulèvement à la base du réservoir du modèle 2D axisymétrique**

En nous focalisant de nouveau sur le modèle 3D complexe, nous synthétisons les résultats mécaniques obtenus concernant les cas géomécanique contrasté et peu contrasté, dans les cas de la lithologie connue et de la lithologie inconnue, dans le tableau V.18 ci-dessous. Ce tableau résume pour l'ensemble des couches constitutives, soit de la formation du Tarbert, soit de celle du Ness, les moyennes sur le domaine spatial étudié des valeurs moyennes et des coefficients de variations obtenus à partir des 10 réalisations.



**Tableau V. 18 : Synthèse des résultats mécaniques obtenus pour les modèles 3D**

Analyses basées sur 10 réalisations		Lithologie connue				Lithologie inconnue			
		Tarbert		Ness		Tarbert		Ness	
		Moyenne	Coefficient de variation	Moyenne	Coefficient de variation	Moyenne	Coefficient de variation	Moyenne	Coefficient de variation
<b>Modèle peu contrasté</b>	Module d'Young (GPa)	11.3	7.2%	12.3	9.4%	11.3	12.5%	12.6	20.5%
	Variation du premier invariant du tenseur de contraintes (MPa)	-5.5	3.6%	-5.7	4.3%	-5.5	6.7%	-5.7	10.9%
	Déplacement vertical (m)	-0.19	1.8%	-0.03	3.7%	-0.19	2.5%	-0.03	9.7%
	Ruptures	peu de ruptures		pas de ruptures		un peu de ruptures		très peu de ruptures	
<b>Modèle contrasté</b>	Module d'Young (GPa)	5.9	3.2%	27.7	8.5%	6	44.1%	29.8	69.7%
	Variation du premier invariant du tenseur de contraintes (MPa)	-4.1	3%	-7.2	6.4%	-4.1	21.7%	-7.8	47.7%
	Déplacement vertical (m)	-0.31	2.3%	-0.03	28.9%	-0.30	10.3%	-0.03	valeur très grande, donc peu réaliste
	Ruptures	pas mal de ruptures		pas mal de ruptures		beaucoup de ruptures		beaucoup de ruptures	

Nous rappelons que dans le cas du calcul 1D, la subsidence au toit du réservoir est de l'ordre de 0.3 m pour les différents modèles générés, cette valeur correspondant plutôt à une borne supérieure du déplacement vertical. Dans le cas du calcul 3D, avec les mêmes méthodologies de simulation mécanique (cas du modèle peu contrasté), nous obtenons une subsidence d'environ 0.19 m au toit du réservoir (Tableau V.1) inférieure comme prévue à celle calculée par le modèle 1D. Dans le cas du modèle contrasté 3D, le réservoir se déforme plus au toit du réservoir (0.3 m en moyenne).

Dans les deux cas, modèles peu contrasté et contrasté, les incertitudes liées aux lithofaciès n'influencent pas l'ordre de grandeur de la variation du premier invariant du tenseur des contraintes et du déplacement vertical. En revanche, elles jouent un rôle dominant sur la variabilité de ces paramètres. De plus, nous observons que le coefficient de variation est plus important dans le cas du modèle contrasté surtout lorsque la lithologie est supposée inconnue. Dans le cas du modèle contrasté, nous constatons également que beaucoup plus de cellules sont concernées par la rupture.

Par conséquent, les incertitudes mécaniques et lithologiques ont un impact important sur l'évaluation des risques mécaniques. Toutefois, il est à noter que ces résultats sont à prendre

plus qualitativement que quantitativement, car finalement ils reposent sur un nombre de simulations géostatistiques limité (10), comme nous avons été limités pratiquement par les temps de calcul, environ 12 heures pour un aller-retour complet des données entre le géomodeleur et le simulateur mécanique et l'obtention des résultats finaux pour une réalisation 3D particulière. La modélisation simplifiée 1D qui a été proposée est donc une alternative très intéressante pour évaluer l'ordre de grandeur des effets mécaniques, tout en introduisant des corrélations spatiales (verticales) entre les modules mécaniques qui représentent bien l'enchaînement séquentiel lithologique, et les incertitudes liées à la répartition verticale des lithofaciès.

## Conclusions et perspectives

Ce travail de thèse avait dès son initialisation un double objectif. D'une part, il s'agissait de développer une méthodologie intégrée pour la construction géométrique d'un modèle géomécanique ainsi que pour l'attribution des modules mécaniques des roches constitutives, et ce en exploitant l'ensemble des données disponibles et en s'appuyant de façon cohérente sur les modèles de réservoir statiques et dynamiques classiquement utilisés par les géologues et les ingénieurs réservoirs. D'autre part, il s'agissait d'analyser l'impact des hétérogénéités spatiales d'un réservoir, et des incertitudes qui leur sont attachées, dans les calculs des champs de contraintes et de déformations qui sont classiquement pour analyser les effets mécaniques dus à l'exploitation d'un réservoir. Ce mémoire est une synthèse des travaux réalisés dans ce cadre entre 2005 et 2008, travaux qui s'appuient principalement sur un exemple de champ en production dans le Brent en Mer du Nord, dénommé "champ A".

Pour aboutir à ces objectifs, les étapes suivantes ont été conduites :

- une **étude bibliographique détaillée** des travaux existant sur la modélisation géomécanique des réservoirs, notamment sur l'aspect méthodologique ainsi que les applications dans les domaines de la simulation des réservoirs pétroliers ou du stockage du CO<sub>2</sub>, a été réalisée ; cette bibliographie a bien souligné l'intérêt des préoccupations à l'origine de ce travail, les études géomécaniques étant bien souvent menées dans le cadre d'analyse de risques, mais la plupart s'appuyant sur des modèles du sous-sol négligeant les hétérogénéités géologiques, et le supposant parfaitement connu, ce qui n'est pas vraiment réaliste ;
- **le déploiement**, sur le cas réel étudié en Mer du Nord, d'une **approche systématique d'analyse et de mise en cohérence des diverses sources de données disponibles pour l'estimation des modules mécaniques des roches**, à partir des mesures au laboratoire, des informations géologiques issues de la description des carottes ainsi que des mesures diagraphiques a été réalisé ; cette approche très synthétisée dans le chapitre IV a fait l'objet de rapports internes détaillées (Hu, 2006 ; Hu ; 2008) ; la démarche proposée est aussi à l'origine de la caractérisation des incertitudes qui affectent les propriétés poro-élastiques des roches, compte tenu des données disponibles sur un réservoir particulier.
- **La mise au point** et la démonstration sur le champ A **d'une méthodologie intégrée pour la construction d'un modèle géomécanique 3D** exploitant l'ensemble des données disponibles et pertinentes (données sismiques et données de puits) et s'appuyant de façon étroite sur le modèle de réservoir décrit en termes de lithofaciès et de propriétés pétrophysiques (cf. chapitre IV ; Hu , 2008) ont été menées ; cette méthodologie permet également la représentation de différents types d'incertitudes affectant les paramètres du modèle, en faisant appel à des méthodes géostatistiques de simulation ; dans un premier temps, le cadre géométrique du modèle est élaboré en s'appuyant sur les données des puits ainsi que sur les horizons sismiques ; puis le remplissage en propriétés du modèle est effectué, par une stratégie de « simulation emboîtée », dont le design dépend du niveau d'incertitudes sur les paramètres considérés, ainsi que de leur impact sur les modules mécaniques ; dans le cas du champ A, il n'a pas été considéré d'incertitudes sur la géométrie du modèle, ni sur le

remplissage des propriétés mécaniques des encaissants ; en revanche, il a été jugé que, dans un tel environnement fluvio-deltaïque, les incertitudes étaient très importantes sur la distribution des lithofaciès dans le réservoir et que cette « variable » influençait fortement les propriétés pétrophysiques, conditionnant elles-mêmes les modules mécaniques ;

- **l'étude de l'impact des hétérogénéités géologiques dans le calcul** mécanique des variations de contraintes et de déformations d'un réservoir suite aux effets de production a été conduite (cf. chapitre V) ; les analyses ont porté principalement sur le modèle géomécanique 3D du champ A, pour lequel il a été démontré que les hétérogénéités ont une influence sur les valeurs de quantités mécaniques comme le premier invariant du tenseur de contraintes, ou le déplacement vertical ; il a également été possible de proposer des incertitudes sur ces quantités mécaniques, à partir de l'analyse des simulations mécaniques par éléments finis des différents ensembles de réalisations géostatistiques représentant les incertitudes sur le modèle géomécanique ; ces travaux ont fait l'objet de deux communications à des congrès internationaux (Geoproc 2008, Geostat 2008) ;
- **Une approche 1D simplifiée et légère en temps de calcul pour l'analyse des incertitudes sur les variations de contraintes et la subsidence** issues des incertitudes sur les propriétés géologiques a également été développée et mise en œuvre ; cette approche constitue un « *fast-track* » dans les études de risque liées à la subsidence et doit participer à la décision d'entreprendre ou de ne pas entreprendre une étude géomécanique 3D détaillée sur le réservoir concerné ; ces travaux ont été présentés en 2006 au congrès de l'IAMG.
- enfin, d'un point de vue pratique, il a fallu **développer un ensemble de codes qui permettent de mettre en œuvre le "work-flow"** proposé pour la représentation des incertitudes et leur transfert dans les calculs (cf. Annexe A) :
  - transfert des résultats des simulations géostatistiques du géomodeleur Gocad vers le logiciel de modélisation mécanique par éléments finis Abaqus, un code mécanique sophistiqué étant indispensable pour une simulation mécanique réaliste d'un modèle géomécanique complexe et cohérent avec le modèle de réservoir, ce modèle géomécanique s'appuyant lui-même sur des outils géostatistiques devenus standards en géomodélisation ;
  - le transfert (inverse) des résultats mécaniques calculés par Abaqus vers le géomodeleur Gocad pour la visualisation et l'analyse spatiale quantitative des résultats.

Les résultats obtenus sur le champ A qui sont présentés et discutés dans ce mémoire ne représentent qu'une partie des analyses qu'il est possible de faire. Le travail d'interprétation se poursuit, en particulier une exploration plus poussée des invariants du tenseur de contraintes ainsi que de la subsidence observée est menée. En effet, les résultats présentés dans ce mémoire concernent deux couches particulières, prélevées respectivement dans le Ness et dans le Tarbert, alors que les champs mécaniques calculés (contraintes et déformations) sont tridimensionnels et concernent aussi bien le réservoir que les épontes. Il est aussi envisagé d'étudier la structure spatiale de ces variables, en liaison avec la structure spatiale des données en entrée (lithofaciès, porosités, modules mécaniques). D'autres quantités mécaniques seront analysées, comme par exemple les invariants du tenseur de déformations. Enfin, il est prévu d'étudier les liens potentiels entre la variabilité locale des quantités mécaniques calculées et

celle des modules d'entrée, variabilités issues des ensembles de réalisations géostatistiques disponibles.

Par ailleurs, il a été souligné dans ce mémoire que pour des raisons de temps de calcul et de simplicité (relative) d'interprétation des premiers résultats, une variation de pression de pore homogène au sein du réservoir a été considérée comme chargement mécanique induit par la production. En réalité, la pression de pore varie spatialement, compte tenu de la répartition des hétérogénéités pétrophysiques et du schéma de production retenu (nombre de puits producteurs, intervalles perforés, débits, etc.). Classiquement, le calcul de la variabilité spatiale de la pression de pore au sein du réservoir est effectué avec un simulateur d'écoulement. Dans le cas le plus usité, c'est ce champ de pression hétérogène qui est introduit comme chargement dans le simulateur mécanique (approche en couplage explicite). Des modélisations d'écoulement sont actuellement en cours de réalisation sur les ensembles de réalisations géostatistiques afin d'obtenir des ensembles de champs de pressions de pore plus réalistes, qui seront alors introduits dans le simulateur mécanique. Il est alors possible de comparer la variabilité des contraintes et des déformations obtenues avec celle résultant d'un champ de pression homogène. Il est probable que les différences observées soient du second ordre par rapport aux effets d'hétérogénéités lithologiques, mais il se peut aussi que de fortes non linéarités se manifestent en terme d'écoulement dans ce milieu très hétérogène, et qu'elles se répercutent de façon relativement significative sur la réponse mécanique de la structure.

Beaucoup d'autres simplifications ont été également adoptées pour conduire ce travail, afin de pouvoir dans un temps compatible avec le cadre d'une thèse, aboutir à des premiers résultats dans un domaine encore peu exploré. En particulier, des approches plus sophistiquées de construction géostatistique des modules mécaniques, fonction des paramètres géologiques, peuvent s'envisager dans le cadre méthodologique qui a été développé :

- afin de prendre en compte un module de cisaillement qui ne serait plus linéairement corrélé au module d'incompressibilité ;
- afin d'introduire également des incertitudes sur le coefficient de Biot,
- etc.

De même, les incertitudes sur les caractéristiques mécaniques de la couverture ont été volontairement négligées, alors qu'elles pourraient même l'objet d'un traitement spécifique, pour analyser leur impact sur l'étude globale de la réponse mécanique de la structure.

A noter également l'oubli volontaire qui a été fait des incertitudes sur la géométrie des couches, cette géométrie ayant bien entendu un impact important sur le comportement mécanique de la structure, en créant localement des renforcements de contraintes, par exemple. L'effet de choix des conditions aux limites de la structure (conditions bloquées en déplacement, ou imposées en contraintes, etc.) n'a pas non plus été regardé.

Ces différents facteurs de la modélisation géomécanique peuvent tous constituer des pistes qu'il est nécessaire de continuer à explorer, pour mieux cerner les incertitudes en sortie des calculs mécaniques, ainsi que pour trier les paramètres d'entrée en fonction de leur impact.

Un autre aspect très important de la modélisation de réservoir n'a pas été pris en compte : il s'agit du changement d'échelle qui est habituellement effectué entre le modèle "statique", qui correspond le plus souvent au modèle géologique, construit à une échelle suffisamment détaillée pour permettre la représentation des hétérogénéités lithologiques importantes pour les écoulements, et le modèle dynamique, ou modèle d'écoulement, résultant d'une mise à

l'échelle des propriétés pétrophysiques sur une grille plus grossière. Cette étape n'a pas été prise en compte dans la mise en œuvre de la méthodologie qui a été développée dans ce travail de thèse, les propriétés "géologiques" étant directement simulées sur les mailles "grossières" du modèle d'écoulement. Cette étape doit donc être rajoutée dans des études complémentaires, afin d'analyser son effet sur la propagation des incertitudes dans les calculs mécaniques, en considérant *a priori* que les modules mécaniques seront simulés sur les mailles du modèle détaillé, puisque ils sont fortement conditionnés par la lithologie et la porosité, et que ces modules et leurs incertitudes devront être mis à l'échelle du modèle d'écoulement.

La poursuite de ces travaux doit aussi s'envisager sous l'angle d'une utilisation plus systématique des ensembles de simulations mécaniques calculés en associations aux ensembles de réalisations géostatistiques. Il serait, en effet, particulièrement intéressant de pouvoir analyser une gamme de paramètres d'entrée plus étendue, sans avoir à refaire toutes les simulations correspondantes. Une exploitation des résultats obtenus avec des approches de type plans d'expérience est d'ores et déjà envisageable, afin de systématiser l'interprétation de l'ensemble des modèles géomécaniques générés, et ce pour une finalité prédictive.

## RÉFÉRENCES

Abaqus user's guide, 2006.

Addis, M.A., Cauley, M.B., et Kuyken, C., *Brent In-Fill Drilling Programme: Lost Circulation Associated With Drilling Depleted Reservoirs*, Paper SPE 67741, SPE/IADC Drilling Conf., Amsterdam, The Netherlands., 27 February -1 March, 2001.

Armour, A., Bathurst, P., Evans, D., Gammage, J., et Hickey, C., *The Millennium Atlas: Petroleum Geology of the Central and Northern North Sea*, The Geological Society of London, 2003, 388 p.

Bagheri, M., et Settari, A., *Modeling of Geomechanics in Naturally Fractured Reservoirs*, paper SPE 93083, SPE Reservoir Simulation Symposium, The Woodlands, Texas, 31 January – 2 February, 2008.

Bai, M., Ma, Q., et Roegiers, J-C., Dual-porosity behaviour of naturally fractured reservoirs, *International Journal for Numerical and Analytical Methods in Geomechanics*, **18**(6), pp.359-376, 1993.

Bathe, K.J, *Finite element procedures in engineering analysis*, Prentice Hall, Englewood Cliffs, NJ, 1982, 735p.

Batoz, J.L., et Dhatt, G., *Modélisation des Structures par Éléments finis*, Hermès, Paris, 1990, 455p.

Bérard, T., Jammes, L., Lecampion, B., *CO2 storage Geomechanics for Performance and Risk Management*, Offshore Europe, Aberdeen, Scotland, U.K., 4 – 7 September, 2007.

Berryman, J.G., *Mixture theories for rock properties*, In T.J. Ahrens, (ED.), *Rock Physics and Phase relations*, AGU Reference Shelf 3, AGU, Washington, 205-228, 1995.

Bévilion, D., *Couplage d'un modèle de gisement et d'un modèle mécanique – Application à l'étude de la compaction des réservoirs pétroliers et de la subsidence associée*, Thèse de Doctorat, Université des Sciences et Technologies de Lille, 2000, 204p.

Biot, M.A., Theory of propagation of elastic waves in a fluid saturated porous solid. I. Low frequency range and II. Higher-frequency range, *J. Acoust. Soc. Am.*, 28, 168-191, 1956.

Bourgeois, F., et Koutsabeloulis, N., *Geomechanical Modeling of a Full Reservoir of the North Sea*, SPE/EAGE Reservoir Characterization and Simulation Conference, Abu Dhabi, U.A.E, 28 – 31 October, 2007.

Boutéca, M., Elements of poro-elasticity for reservoir engineering, *Revue de l'Institut Français du Pétrole*, **47**(4), Juillet-Août, pp 479-490, 1992.

Boutéca, M.J., Sarda, J-P. et Schneider, F., Subsidence Induced by the Production of Fluids, *Revue de l'Institut français du Pétrole*, **51**(3), pp. 365-379, 1996.

Bratvold, R.B., Holden, L., Svanes, T., et Tyler, K., *STORM : Integrated 3D Stochastic Reservoir Modelling for Geologists and Reservoir Engineers*, SPE 27563, European Petroleum Computer Conference, Aberdeen, U.K., 15-17 March, 1994.

Bruno, M.S., *Subsidence-Induced Well Failure*, SPEDE (June 1992)148.

Caers, J., Geostatistical reservoir modelling using statistical pattern recognition, *Journal of Petroleum Science & Engineering*, **29**, pp.177-188, 2001.

Caers, J., *Petroleum Geostatistics*, Society of Petroleum Engineers, 2005, 96p.

Castagna, J.P., Batzle, M.L., et Eastwood, R.L., Relationships between compressional wave and shear-wave in clastic silicate rocks, *Geophysics*, **50**, 571-581, 1985.

Castagna, J.P., Batzle, M.L., et Kan, T.K., Rock physics: The link between rock properties and AVO Response. In J.P. Castagna and M.M. Backus, eds., Offset-dependent reflectivity – theory and practice of AVO analysis, **8** of *Investigations in Geophysics Series*, Ch. Petrophysics. SEG, Tulsa, 135-171, 1993.

Chalon, F., Mainguy, M., Longuemare, P., et Lemonnier, P., Upscaling of elastic properties for large scale geomechanical simulations, *Int. J. Numer. Anal. Meth. Geomech.*, **28**, 1105-1119, 2004.

Charlez, Ph.A., *Rock Mechanics. Volume 1. Theoretical Fundamentals*, Éditions Technip, 1991, 333p.

Charlez, P.A., *Rock Mechanics, Petroleum Applications 2*, Editions Technip, Paris, France, 1997.

Chen, H.-Y., et Teufel, L.W., *Coupling Fluid-Flow and Geomechanics in Dual Porosity Modeling of Naturally Fractured Reservoirs*, Paper SPE 38884, San Antonio, Texas, 5-8 October, 1997.

Chereau, A., *EasyTrace: interprétation 1D par électrofacies Heresim: intégration 3D Gisement*, Rapport interne IFP, 2000, 74 p.

Coussy, O., *Poromechanics*, Wiley, New-York, 2004, 298p.

Coussy, O., *Mécanique des milieux poreux*, Éditions Technip, 1991, 437p.

Craeme, W.M., *The Theory of Composites*, Cambridge University Press, 2002, 719p.

De Fouquet C., Beucher H., Galli A. et Ravenne C. 1989. Conditional simulation of random sets : Application to an argillaceous sandstone reservoir. In M. Armstrong (ed.), *Geostatistics*, Dordrecht : Kluwer, 517-530.

Deutsch, C.V., et Journel, A.G., *GSLIB Geostatistical software library and user's guide*, New York: Oxford University Press, 1992, 340 p.



Dhatt, G, et Touzot, G., *Une présentation de la méthode des éléments finis*, Maloine S.A. Éditeur Paris, 1983, 543p.

Durix, M.C., *Inégalités de Cauchy et théorème d'unicité*, Séminaire Delange-Pisot-Poitou, Théorie des nombres, **9**(2), Exposé No. G9, 1967-1968, 7p.

Dvorkin, J., et Nur, A., Elasticity of high-porosity sandstones: Theory for two North Sea data sets, *Geophysics*, **61**(5), 1363-1370, September-October, 1996.

Ferféra, F., Sarda, J-P., Boutéca, M., et Vincké, O., Experimental Study of Monophasic Permeability Changes under Various Stress Paths, *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences and Geomechanics*, **34**, 3-4, Paper no.0.37, 1997.

Fung, L.S.K., Buchanan, L., et Wan, R.G., Coupled Geomechanical Thermal Simulation for Deforming Heavy-Oil Reservoirs, *J. Cdn. Pet. Tech.*, **33**(4), 1994.

Garrigues, J., *Cours de la méthode des éléments finis*, 2001. accessible par <http://jgarrigues.perso.ec-marseille.fr/efhtml/EF0.html>

Gassmann, F., *Über die Elastizität poröser Medien*, Vier. der Natur. Gesellschaft in Zürich, 96, 1-23, 1951.

Geertsma, J., *On the Alert for Subsidence*, AGIP Review, **6**, 39-43, 1989.

Ghafouri, H.R., et Lewis, R.W., A Finite Element Double Porosity Model for Heterogeneous Deformable Porous Media, *International J. for Numerical and Analytical Methods in Geomechanics*, **20**(11), 831-844, 1996.

Gocad consortium : accessible par <http://www.gocad.org/www/>

Gocad manuel en ligne : accessible par <http://www.pdgm.com>

Guardiano, F., et Srivastava, R., *Multivariate geostatistics : Beyond bivariate moments*, In Soares, A. (Ed), Proceedings : Geostatistics Troia, Kulwer Academic, pp.133-144, 1993.

Gutierrez, M. et Makurat, A., Coupled HTH Modelling of Cold Water Injection in Fractured Hydrocarbon Reservoirs, *Int. J. Rock Mech. & Min. Sci.*, **34**(113), 3-4, 1997.

Haldorsen, H.H., et Lake, L.W., *A New Approach to the Shale Management in Field-Scale Models*, SPEJ (August 194) 447.

Hashin, Z., et Shtrikman, S., A variational approach to the theory of effective magnetic permeability of multiphase materials, *J. Appl. Phys.*, **33**, 3125-3131, 1962.

Hashin, Z., et Shtrikman, S., A variational approach to the elastic behaviour of multiphase materials, *J. Mech. Phys. Solids*, **11**, 127-140, 1963.

Heffer, K.J., Last, N.C., Koutsabeloulis, N.C., Chan, H.C.M., Gutierrez, M., et Makurat, A., *The Influence of Natural Fractures, Faults and Earth Stresses on Reservoir Performance –*

*Geomechanical Analysis by Numerical Modelling*, North Sea Oil and Gas Reservoirs – III, 201-211, Kluwer Academic Publishers, 1994.

Hermansen, H., Landa, G.H., Sylte, J.E., et Thomas L.K., Experiences after 10 years of Waterflooding the Ekofisk Field, Norway, *Journal of Petroleum Science and Engineering*, **26**, 11-18, 2000.

Homand, S., *Comportement mécanique d'une craie très poreuse avec prise en compte de l'effet de l'eau : de l'expérience à la simulation*. Thèse de l'université de Lille, 2000.

Hu, T., Fournier, F., Royer, J.J., “Combining geostatistics with finite element modeling for geomechanical risk assessment”, VIII International Geostatistics Congress. Santiago, Chile, 2008.

Hu, T., Fournier, F., Royer, J.J., “Are uncertainties on the spatial distribution of rock properties influential in coupled reservoir / geomechanical modeling?”, Third International Conference on Coupled T-H-M-C Processes. Lille, France, 2008.

Hu, T., *Prise en compte des incertitudes dans la modélisation géomécanique des réservoirs : premiers résultats*, rapport interne IFP, 2008, 89p.

Hu, T., *Modélisation Géomécanique des Réservoirs : Méthodologies de Mise en Oeuvre et d'analyse des Incertitudes*, rapport interne IFP, no. 59 901, 2007, 50p.

Hu, T., Fournier, F., Royer, J.J., and Joseph, C., “Impact of uncertainties in rock mechanical properties on subsidence evaluation”, Int. Asso. for Mathematical Geology XIth Int. Congress, Liège, Belgium, 2006.

Jeannin, L., Mainguy, M., Masson, R., et Vidal-Gilbert, S., Accelerating the convergence of coupled geomechanical-reservoir simulations, *International Journal for Numerical and Analytical Methods in Geomechanics*, **31**(10), pp.1163-1255, 2007.

Khalili-Naghadeh, N., et Valliappan, S., *Flow Through Fissured Porous Media with Deformable Matrix: Implicit Formulation*, Water Resources Research, **27**(7), 1703-1709, 1991.

King, M. S., *Static and Dynamic Elastic Moduli of Rocks Under Pressure*, Rock Mechanics Theory and Practice: Proceedings 11<sup>th</sup> US, 1969.

Koutsabeloulis, N.C., Heffer, K.J., et Wong, S., *Numerical geomechanics in reservoir engineering*, *Computer Methods and Advances in Geomechanics*, Siriwardane & Zaman eds., Balkema, Rotterdam, 1994.

Lewis, R.W., et Sukirman, Y., Finite Element Modelling of Three-Phase Flow in Deforming Saturated Oil Reservoirs, *Intl. J. for Num. and Anal. Methods in Geomech.*, **17**, 1993.

Li, X. et Zienkiewicz, O.C., Multiphase Flow in Deforming Porous Media and Finite Element Solutions, *Computers and Structures*, **45**, 1992.

Longuemare, P., Mainguy, M., Lemonnier, P., Onaisi, A., Gérard, Ch., et Koutsabeloulis, N., Geomechanics in Reservoir Simulation : Overview of Coupling Methods and Field Case Study, *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP*, **57**(5), pp.471-483, 2002.

Macé, L., Muron, P., et Mallet, J.L., *Integration of Fracture Data into 3D Geomechanical Modeling to Enhance Fractured, Reservoirs Characterization* , SPE 95827 Presented at the SPE ATCE, Dallas, Texas, U.S.A., October 9-12, 2005.

Mainguy, M., Longuemare, P., Audibert, A., et Lécolier, E., Analyzing the Risk of Well Plug Failure after abandonment, *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP*, **62**(3), pp.311-324, 2007.

Marmier, R., *Changement d'échelle dans les modèles hydromécaniques couplés des réservoirs fracturés*, Thèse de Doctorat, INPL, 2007, 199p.

Matà, C., *Étude expérimentale et modélisation mécanique des effets du balayage à l'eau dans une craie saturée d'huile*. Thèse de l'ENPC, 2001.

Matheron G., *Les fonctions de transfert des petits panneaux*, note n°127, rapport N-395, Fontainebleau : Centre de Morphologie Mathématique, Ecole des Mines de Paris, 1974, 73p.

Matheron G., Beucher H., de Fouquet C., Galli A., Guérillot D. et Ravenne C. 1987. Conditional simulation of the geometry of fluvio-deltaic reservoirs. *SPE paper 16753*, 62nd Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas.

Mavko, G., Mukerji, T., et Dvorkin, J., *The Rock Physics Handbook*, Cambridge University Press, 1998, 329 p.

Merle, H.A., Kentie, C.J.P., van Opstal, G.H.C. et Schneider, G.M.G., *The Bachaquero Study – A Composite Analysis of the Behavior of a Compaction Drive/Solution Gas Drive Reservoir*, SPE JPT September, 1107-1115, 1976.

Mestat, Ph., *Introduction à la modélisation par éléments finis des ouvrages de géotechnique*, cours de DEA Modélisation des Sols et des Ouvrages dans leur Environnement, 2001.

Michael, S.B., *Geomechanical Analysis and Decision Analysis for Mitigating Compaction Related Casing Damage*, SPE 71695, SPE ATCE, New Orleans, Louisiana, 30 September – 3 October, 2001.

Minkoff, S., Stone, C.M., Arguello, J.G., Bryant, S., Eaton, J., Peszynska, M., et Wheeler, M., *Staggered in Time Coupling of Reservoir Flow Simulation and Geomechanical Deformation : Step 1 – One-Way Coupling*, paper SPE 51920, SPE Reservoir Simulation Symposium, Houston, 14-17 February, 1999.

Minkoff, S., Stone, C., Bryant, S., Peszynska, M., et Wheeler, M., Coupled Fluid Flow and Geomechanical Deformation Modelling, *J. of Petroleum Science and Eng.*, **38**(37), 2003.

Moaveni S., *Finite Element Analysis: Theory and Application with ANSYS*, Prentice-Hall, Inc., 1999, 512p.

Orlic, B., et Schroot, B., *The mechanical impact of CO<sub>2</sub> injection*, EAGE 67<sup>th</sup> Conference & Exhibition, Madrid, Spain, 13 – 16 June, 2005.

Prat, M., Bisch, Ph., Mestat, Ph., Millard, A., Puaudier-Cabot, G., *La modélisation des ouvrages*, Collection AFPC-Emploi des éléments finis en génie civil, Editions Hermès, Paris, 1995, 770p.

Settari, A., et Walters, D.A., *Advances in coupled geomechanical and reservoir modeling with applications to reservoir simulation*, SPE Reservoir Simulation Symposium, Houston, Texas, 14-17 February, 1999.

Settati, A., et Mourits, F.M., Coupling of geomechanics and reservoir simulation models, *Comp. Methods and Advances in Geomech, Siriwardane & Zeman* (eds.), Balkema, Rotterdam, 2151-2158, 1994.

Strebelle, S., Conditional simulation of complex geological structures using multiple-point statistics, *Mathematical Geology*, **34**(1), pp.1-21, 2002.

Sudret, B., Berveiller, M., and Lemaire, M., Eléments finis stochastiques en élasticité linéaire. *C.R.A.S., Mécanique*, **332**, 2004, 531-537.

Teufel, L.W., *In situ stress measurements in inclined holes in the North Sea: application to water flooding and enhanced oil recovery*, Paper SPE 13986, Offshore Europe, Aberdeen, U.K., 10-13 September, 1985.

Thomas, P., *Élément fini pour l'ingénieur : Grands principes et petites recettes*, Lavoisier, 2006, 448p.

Timoshenko, S.P. et Goodier, J.N., *Theory of Elasticity*. McGraw-Hill, New York, 1934, 567p.

Tortike, W.S., et Farouq Ali, S.M., *A Framework for Multiphase Nonisothermal Fluid Flow in a Deforming Heavy Oil Reservoir*, paper SPE 13030, SPE Symposium on Reservoir Simulation, San Antonio, Texas, 1-4 February, 1987.

Tukey, J. W. (1977) - *Box-and-Whisker Plots. §2C in Exploratory Data Analysis*. Reading, MA: Addison-Wesley, 39-43.

Valliappan, S., et Khalili-Naghadeh, N., Flow Through Fissured Porous Media with Deformable Matrix, *International J. for Numerical Methods in Engineering*, **29**(5), 1079-1094, 1990.

Vidal, S., Longuemare, P., Huguet, F., et Mechler, P., Reservoir Parameters Quantification from Seismic Monitoring Integrating Geomechanics, *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP*, **57**(5), pp.555-568, 2002.

Vidal-Gilbert, S., Huguet, F., Assouline, L., et Longuemare, P., *Hydromechanical modeling of reservoir behavior during underground gas storage exploitation*, EAGE 67<sup>th</sup> Conference & Exhibition, Madrid, Spain, 13 – 15 June, 2005.

Wang, Z., *Dynamic versus Static Elastic Properties, in Seismic and Acoustic Velocities in Reservoir Rocks*, SEG Geophysics Reprint Series, No.19, 2000.

Xu. W., Tran, T.T., Srivastava, R.M., et Journel, A.G., *Integrating Seismic Data in Reservoir Modeling : The Collocated Cokriging Alternative*, SPE 24742, 67<sup>th</sup> SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Washington, DC, October 4 -7, 1992.

Zienkiewicz, O.C., *La méthode des éléments finis*, Publications scientifiques et littératures, 1972, 533p.

Zienkiewicz, O.C., et Taylor, R.L., *The Finite Element Method, Fifth edition, Volume 1: The Basis*, Butterworth-Heinemann, 2000, 689p.



## **ANNEXES**





## ANNEXE A : Données nécessaires à la géomodélisation et à la simulation mécanique

Cette annexe synthétise les données qui ont été introduites, ou générées, dans le géomodeleur Gocad et dans le simulateur mécanique Abaqus, pour la construction et la modélisation de la structure géologique du réservoir du champ A et de ses encaissants.

Les propriétés utiles à la description du modèle géologique dans le logiciel de géomodélisation Gocad sont les suivantes :

- Porosité effective ( $\phi$ )
- Saturation en eau ( $S_w$ )
- Indice de vide ( $e$ )
- Densité des fluides ( $\rho_{fl}$ )
- Densité sèche de la roche ( $\rho_{dry}$ )
- Densité saturée de la roche ( $\rho_{sat}$ )

La relation entre la densité sèche et la densité saturée est la suivante :

$$\rho_{dry} = \rho_{sat} - \phi \rho_{fl}$$

- Module d'Young statique ( $E$ )
- Module d'incompressibilité des fluides ( $K_{fl}$ )
- Coefficient de Poisson statique ( $\nu$ )
- Position des mailles (I, J, K) pour la couverture, les épontes inférieures et latérales et le réservoir
- Pression de pore initiale dans le réservoir (450 bar partout dans le réservoir)

Le modèle Gocad est en volume fini et toutes les propriétés sont renseignées au centre des mailles.

Les données nécessaires pour lancer un calcul hydro-mécanique dans le simulateur Abaqus sont décrites ci-dessous et illustrées par quelques exemples numériques extraits du modèle du champ A. Beaucoup de ces propriétés doivent être définies aux noeuds (coins des mailles). Par conséquent, des interpolations des propriétés concernées entre les centres de mailles et les noeuds seront nécessaires.

- Définition des noeuds (fichier *Local\_nodes.data*)

*numéros des noeuds, coordonnées des noeuds : X, Y, Z*

```
1, 427488.521973, 6748203.86328, -130.0
2, 427800.32373, 6748204.14062, -130.0
3, 428112.5, 6748204.39746, -130.0
4, 428425.023438, 6748204.63281, -130.0
5, 428737.545898, 6748204.86914, -130.0
6, 429050.579102, 6748205.08106, -130.0
7, 429150.712891, 6748205.14062, -130.0
```

...

- Définition des éléments (fichier *Local\_elements.data*)

*numéros des éléments, numéros des noeuds dans chaque élément*

\*ELEMENT, TYPE=C3D8R

```
1, 5551, 5552, 5502, 5501, 51, 52, 2, 1
2, 5552, 5553, 5503, 5502, 52, 53, 3, 2
3, 5553, 5554, 5504, 5503, 53, 54, 4, 3
```

...

- Définition des éléments dans le réservoir, les épontes et la couverture respectivement (fichier *Local\_elsets.data*)

*numéros des éléments dans le réservoir, les épontes et la couverture respectivement*

\*ELSET, ELSET=RESERVOIR

27263,

27264,

27265,

27266,

27267,

27268,

...

\*ELSET, ELSET=SIDEBURDEN

26706,

26707,

26708,

26709,

26710,

26711,

...

\*ELSET, ELSET=OVERBURDEN

21365,

21366,

21367,

21368,

21369,

...

\*ELSET, ELSET=UNDERBURDEN

106821,

106822,

106823,

106824,

106825,

- Définition des noeuds de la base et des faces latérales du modèle (fichiers *Local\_nsetsX.data*, *Local\_nsetsY.data*, *Local\_nsetsZ.data*)

*numéros des noeuds dans la base et les faces latérales du modèle*

1,

51,

101,

151,

201,

251,

301,

351,

401,

451,

501,

551,

601,

651,

701,

...

-

- Propriétés mécaniques et densité pour chaque élément (fichier *Local\_materials.data*)
  - Pour les éléments dans les épontes et la couverture, il faut donner la densité saturée ( $\text{Kg/m}^3$ ), le module d'Young (Pa) et le coefficient de Poisson : en effet, pour les éléments concernés, nous effectuerons un calcul purement mécanique (et non pas hydro-mécanique).

```
*MATERIAL, NAME=mat1
*ELASTIC
410000000.0, 0.41      #module d'Young, coefficient de Poisson
*DENSITY
2380.0                #densité saturée de la roche
```

- Pour les éléments dans le réservoir pour lesquels nous allons effectuer un calcul hydro-mécanique, il faut donner la densité sèche ( $\text{Kg/m}^3$ ), le module d'Young (Pa), le coefficient de Poisson, le module d'incompressibilité de la matrice (Pa), le module d'incompressibilité des fluides (Pa) ainsi que la conductivité hydraulique (m/s) et la densité des fluides ( $\text{Kg/m}^3$ ).

```
*MATERIAL, NAME=mat54473
*ELASTIC
2005200000.0, 0.14918 # module d'Young, coefficient de Poisson
*DENSITY
2390.0                # densité sèche de la roche
*POROUS BULK MODULI
0.0, 820770000.0     # module d'incompressibilité de la matrice, module
                    # d'incompressibilité des fluides
*PERMEABILITY, SPECIFIC=871.23
9.02e-11, 0.23127   # conductivité hydraulique, indice de vide
...
```

Dans la partie du \*POROUS BULK MODULI, on donne la valeur nulle pour le module d'incompressibilité de la matrice ( $K_s$ ) et comme le coefficient de Biot  $b = 1 - K_{dry}/K_s$ , si  $K_s = 0$ , on aura  $b = 1$  partout dans le réservoir. Nous avons ainsi décidé de ne pas intégrer la variabilité du coefficient de Biot par lithofaciès et son écart à la valeur de 1 dans les calculs hydro-mécaniques, en sachant que l'approximation que nous faisons a un impact de second ordre par rapport à la variabilité des modules d'incompressibilité et de cisaillement.

- Indice de vide initial aux nœuds (fichier *Local\_porosityInit.data*)

*numéros des nœuds, indice de vide*

```
35817, 0.0
35818, 0.0
35819, 0.0
35820, 0.192795
35821, 0.24192
35822, 0.25110625
35823, 0.23351375
35824, 0.22247
```

...

La relation entre la porosité ( $\phi$ ) et l'indice de vide ( $e$ ) est la suivante :

$$e = \phi / (1 - \phi)$$

- Saturation en eau initiale aux nœuds (fichier *Local\_saturationInit.data*)

*numéros des nœuds, saturation en eau*

1, 1.0  
2, 1.0  
3, 1.0  
4, 1.0  
5, 1.0  
6, 1.0  
7, 1.0  
8, 1.0  
...

- Pression de pore initiale aux noeuds (fichier *Local\_pressureInit.data*)  
*numéros des noeuds, pression de pore initiale (Pa)*

28069, 45000000.0  
28070, 45000000.0  
28071, 45000000.0  
28072, 45000000.0  
28073, 45000000.0  
28074, 45000000.0  
28075, 45000000.0  
28076, 45000000.0  
28117, 45000000.0  
...

- Contraintes initiales aux noeuds le plus haut et le plus bas de chaque élément (fichier *Local\_stressInit.data*)

*numéro des éléments, profondeur au noeud le plus haut de chaque élément, profondeur au noeud le plus bas de chaque élément, contrainte initiale au noeud le plus haut de chaque élément, contrainte initiale au noeud le plus bas de chaque élément, rapport entre contrainte horizontale dans la direction X et verticale, rapport entre contrainte horizontale dans la direction Y et verticale*

1, 0.0, -130.0, -24562016.6979, -1182.005615, 0.8, 0.8  
2, 0.0, -130.0, -24562424.2571, -1182.023071, 0.8, 0.8  
3, 0.0, -130.0, -24562985.725, -1182.047119, 0.8, 0.8  
4, 0.0, -130.0, -24563558.5866, -1182.071655, 0.8, 0.8  
5, 0.0, -130.0, -24563826.5026, -1182.08313, 0.8, 0.8  
...

Notons que les contraintes sont décrites en termes de contraintes totales dans les parties mécaniques du modèle, et en termes de contraintes effectives dans les parties hydro-mécaniques. Certaines propriétés ne concernent, bien entendu, que les parties hydro-mécaniques (pression de pore, saturations, indices de vide, coefficient de Biot, modules d'incompressibilité des fluides, etc.).

Un ensemble de codes a été écrit pour permettre le transfert des données "géologiques" réunies, ou générées, dans le logiciel Gocad vers le simulateur mécanique Abaqus, ainsi que pour effectuer le calcul des propriétés manquantes, non renseignées dans le géomodèle mais indispensables au simulateur Abaqus.

## ANNEXE B : IAMG 2006

### Impact of uncertainties in rock mechanical properties on subsidence evaluation

T.M. Hu<sup>1</sup>, F. Fournier<sup>1</sup>, J.J. Royer<sup>2</sup> and C. Joseph<sup>3</sup>

*1 Geomechanics Department, Applied Mechanics Division, IFP, Rueil-Malmaison, France*

*2 CRPG-ENSG, Nancy, France*

*3 Geophysics Department, Geology-Geochemistry-Geophysics Division, IFP, Rueil-Malmaison, France*

*Corresponding author: [frederique.fournier@ifp.fr](mailto:frederique.fournier@ifp.fr)*

**ABSTRACT:** A methodology based on embedded stochastic simulations is proposed to propagate the large uncertainties usually attached to the rock mechanical properties down to the evaluation of the subsidence risk. First, the uncertainties on the lithology are accounted for through sequential indicator simulations. Second, the rock mechanical properties are simulated conditionally to the previously generated lithologies, after careful calibration of rock mechanical property distributions from log and core data. Finally, the mechanical computation is performed for each stochastic realization: it is based on a simplified 1D poro-elastic model under oedometric conditions, since it provides conservative results. The methodology is demonstrated on a specific field for which it is shown that the subsidence evaluation is mainly impacted by the uncertainties on the lithology within the reservoir.

**KEYWORDS:** *subsidence evaluation, rock mechanical properties, uncertainties, stochastic simulations.*

## 1. Introduction

The prediction of possible subsidence effects due to reservoir production over time is an important concern for oil companies, particularly when the depletion is strong and/or the reservoir corresponds to poorly consolidated or soft rocks. Indeed, the vertical displacements possibly induced by the pore pressure changes during production increase the risks of casing collapse, shear zones formation and could even lead to vertical displacements of the ground surface. A precise evaluation of the subsidence risk implies a fully coupled reservoir / geomechanical modelling based on a model of the reservoir and its overburden as realistic as possible. However, for a first-order evaluation, a 1-D poro-elastic geomechanical modelling approach under oedometric conditions is sufficient, since it returns upper bounds on the expected vertical displacements and therefore can contribute to the decision of undertaking or not a full 3-D modelling.

This simplified 1D approach is applied to a real case study: it is demonstrated how the large uncertainties on the rock poro-elastic properties, usual in such subsurface mechanical studies, impact the subsidence evaluation. Moreover, a methodology for handling those uncertainties and propagating them in the final estimation of vertical displacements and effective stress variations is proposed. The reservoir under study, at an approximate vertical depth from 3200 to 3450 m below sea level, belongs to the Brent group in North Sea and corresponds to fluvio-deltaic deposits of various sands and shale. A strong depressurisation is observed after 15 years of oil production (over 10 MPa). The reservoir is mainly characterized by well data (logs and cores) providing a lithological and petrophysical description (the reference well for this study is displayed on Fig. 1); but no direct mechanical measurements are available.

## 2. Estimation of the rock mechanical properties and their uncertainties

### 2.1. Methodology for estimating the rock mechanical properties

In the frame of poro-elasticity and under the simplified assumption of homogeneous isotropic media, bulk modulus  $K_d$ , shear modulus  $G$ , Biot's coefficient  $b$  and Biot's modulus  $M$  are the four parameters required in the mechanical computation. With a simplified 1D modelling under oedometric conditions, these mechanical parameters need to be described only for the reservoir interval (no overburden effect). Moreover, Biot's modulus  $M$  is not required in the simplified computation (see § 3.1.).

Since no laboratory measurements are available on the field under study and because of the large variability of rock-types within the Brent, the log data in conjunction with the core description are the most appropriate information for assessing the mechanical parameters and their uncertainties. The estimation is based on the matrix mineralogical composition, the porosity and the fluid content. For the matrix mineralogical composition, three sources of data are used: the standard log interpretation, the thin section description (petrographic analysis) and the X-Ray analysis. In a first step, the homogenization scheme proposed by Berryman (Berryman, 1995) is applied to get lower and upper bounds on the values of the matrix bulk modulus ( $K_s$ ) and of the shear modulus ( $G_s$ ). Then, in a second step, the same homogenization scheme is applied to the matrix and the pores to estimate upper and lower bounds on the undrained moduli. Last, a drainage correction based on Gassmann equation is applied to derive the drained bulk moduli  $K_d$  from their undrained values. The corrections from dynamic to static moduli were neglected, since they appear small by comparison with the impact on the moduli of the rock matrix composition uncertainty.

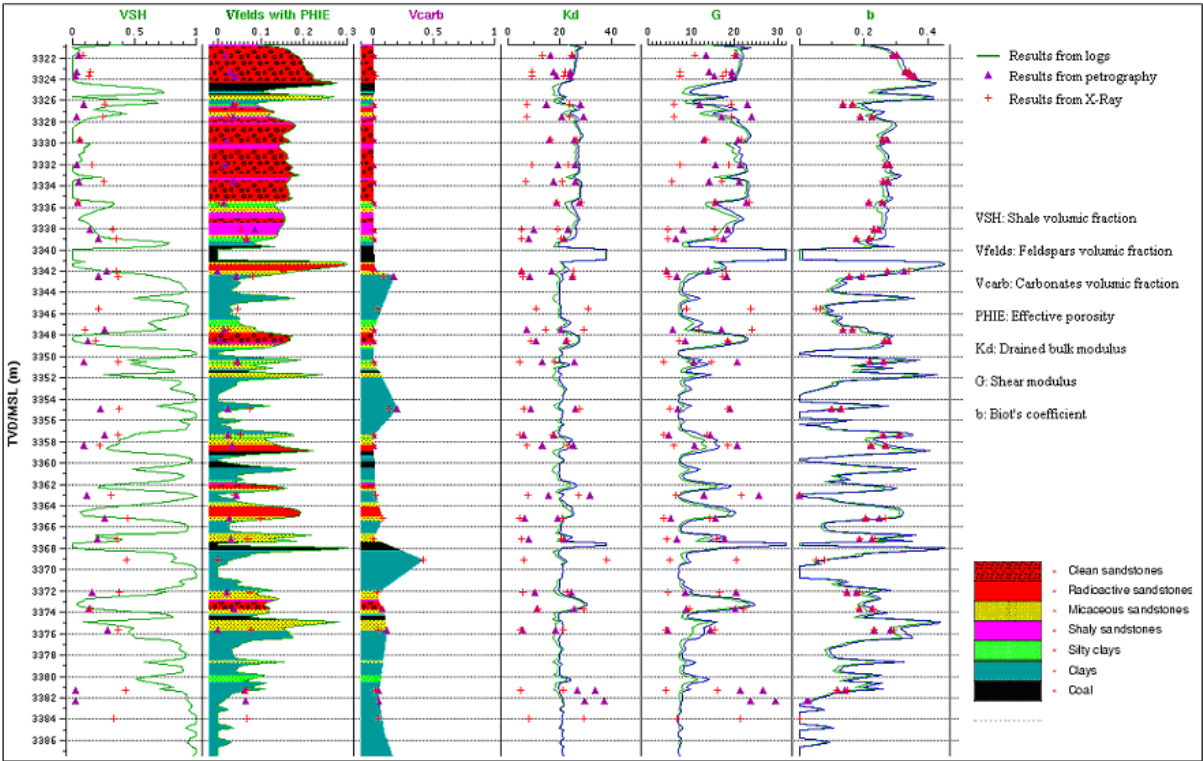


Fig. 1. A reservoir part with lithologies, petrophysical properties and estimated bounds on rock moduli

## 2.2. Analysis of results

The comparison of the bounds obtained for rock mechanical properties  $K_d$ ,  $G$  and  $b$  (blue and green continuous curves for the log input data, triangles and diamonds respectively for the petrography and X-Ray input data on Fig. 1) underlines the following points. First, the bounds deduced from the log interpretation are very narrow by comparison with those derived from petrography or X-Ray analysis: this is due to the fact that the log interpretation is based on a 2-phase system for the matrix (quartz and shale), and thus neglects secondary minerals like calcite and feldspars which have mechanical moduli with strong contrasts. Thus, these bounds are not realistic and are over-optimistic in terms of the uncertainties attached to the rock moduli. Second, the bounds deduced either from X-Ray analysis or petrography are very consistent. Last, the ranges of uncertainties attached to  $K_d$  and  $G$  are very similar whereas the range of uncertainties on Biot's coefficient is smaller. The silty clays and micaceous sandstones are the lithologies showing the larger uncertainties on the three parameters.

## 2.3. Representation of uncertainties attached to the rock mechanical properties

From the previous analyses, it has been decided to characterize each lithology by a specific uniform law with minimum and maximum values deduced from the minima and maxima observed on both petrographic and X-Ray analyses. Since a strong correlation (Fig. 2, correlation coefficient of 0.88) is observed between  $K_d$  and  $G$  given all lithologies, uniform laws are only modelled for  $K_d$  and the Biot's coefficient  $b$  (Tab. 1), these two parameters showing evidence of statistical independence (Fig. 2). Thus, the uncertainty on the rock properties will be accounted for by randomly sampling the uniform laws for  $K_d$  and  $b$  associated with the lithology at the considered depth, and deducing  $G$  from  $K_d$  with a linear regression model.

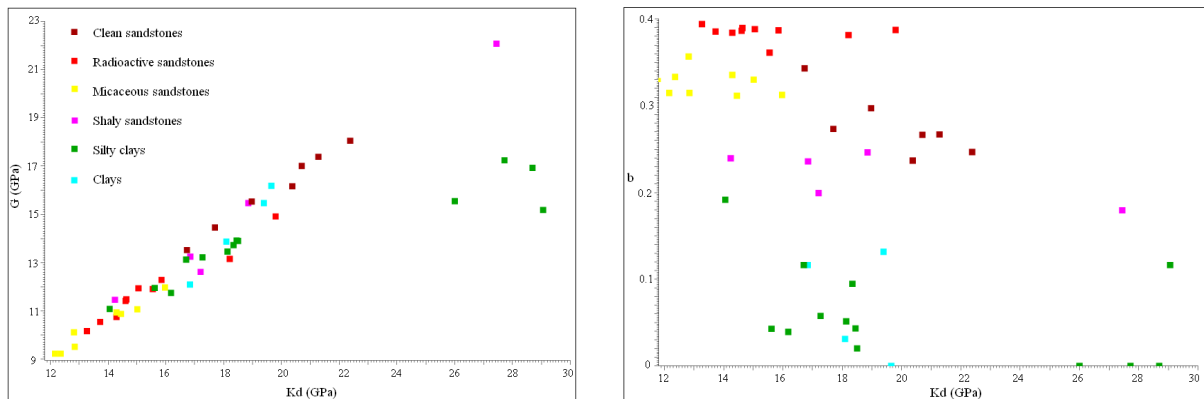


Fig. 2. Cross-plots  $G$  vs.  $K_d$  and  $b$  vs.  $K_d$  color-coded with lithologies

Lithology	$K_d$ (GPa) : minimum and maximum values	$b$ : minimum and maximum values
<i>Clean sandstones</i>	8.3 – 28.7	0.23 – 0.35
<i>Radioactive sandstones</i>	5.6 – 26.4	0.35 – 0.41
<i>Micaceous sandstones</i>	3.7 – 24.9	0.28 – 0.37
<i>Shaly sandstones</i>	3.8 – 31.8	0.16 – 0.26
<i>Silty clays</i>	3.7 – 52.2	0.00 – 0.21
<i>Clays</i>	4.9 – 33.8	0.00 – 0.15
<i>Coals</i>	4.9 – 33.8	0.00 – 0.15

Tab. 1. Parameters of the uniform laws for  $K_d$  and  $b$  per lithology

### 3. Mechanical modelling

#### 3.1. Principles

For a 1D poro-elastic mechanical model under oedometric conditions, the variations of effective stresses  $\Delta\sigma'_V$  and  $\Delta\sigma'_H$  respectively along the vertical direction and in the horizontal plane, the associated vertical strains  $\Delta\varepsilon_V$  and total vertical displacement  $S$  due to the pore pressure drawdown  $\Delta p$  within the reservoir are simply computed with the following equations, in which the sign convention of geomechanics is used (the compressions are considered positive):

$$\Delta\sigma'_V = b\Delta p \quad (1)$$

$$\Delta\sigma'_H = \left( K_d - \frac{2G}{3} \right) \frac{b\Delta p}{K_d + 4G/3} \quad (2)$$

$$\Delta\varepsilon_V = \frac{b\Delta p}{K_d + 4G/3} \quad (3)$$

$$S = \int_{u_{\min}}^{u_{\max}} \Delta\varepsilon_V du \quad (4)$$

The reference computation for subsidence evaluation is taken at the reservoir top for a pressure drawdown of 10 MPa and is evaluated on the lithological column of the reference well, with rock mechanical property values taken as the means of modelled  $K_d$ ,  $G$  and  $b$  per lithology. This reference computation leads to  $S = 0.019$  m,  $\Delta\sigma'_V = 3.8$  MPa and  $\Delta\sigma'_H = 0.9$  MPa.

#### 3.2. Impact of the uncertainties on the mechanical properties

This impact is studied by carrying out 100 1D random simulations of the set of mechanical parameters, the lithological column being kept constant (lithologies of the reference well). The variations of the effective stress and strain profiles along the well are computed as well as the subsidence  $S$  for each random simulation. The histograms of the subsidence at the top reservoir and associated variations of vertical and horizontal effective stresses (Fig. 3) pinpoint the small impact of the uncertainties on the subsidence  $S$  (variation coefficient close to 2%) and on the vertical stress variations (variation coefficient close to 5%) but a larger effect on the horizontal stress variations (variation coefficient close to 24%).

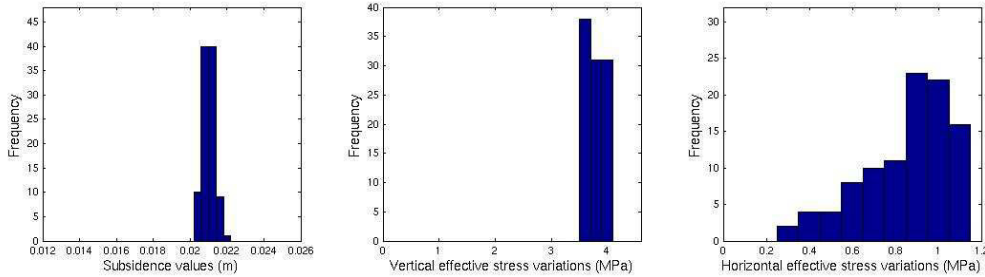


Fig. 3. Histograms of subsidence and variations of effective stresses with uncertain mechanical properties but fixed lithologies



### 3.3. Impact of uncertainties on the reservoir lithology

Far from wells, another source of uncertainty is the lithology, which is usually poorly controlled particularly in such fluvio-deltaic environment. This impact is analysed by carrying out stochastic simulations of lithology (conditional sequential indicator simulations, Deutsch and Journel, 1992) preliminary to the random simulation of rock mechanical properties. Thus, the mechanical computation leads to subsidence and stress variations accounting for both uncertainties on lithology and rock parameters. The results (Fig. 4) now show a larger impact on both subsidence and stresses, with coefficients of variation of 13% for the subsidence and respectively 52% and 55% for the vertical and horizontal stress variations.

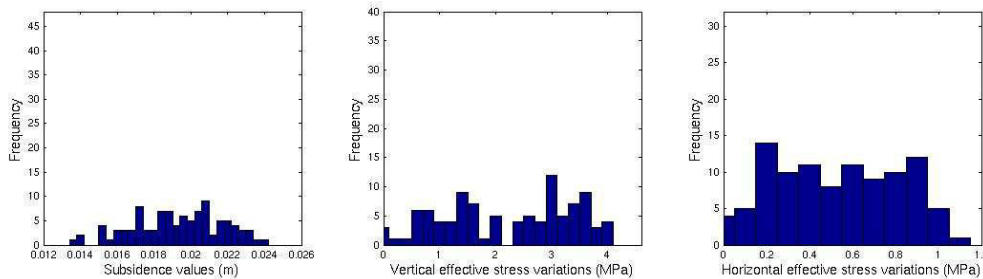


Fig. 4. Histograms of subsidence and variations of effective stresses with uncertain mechanical properties and lithologies

## 4. Conclusion

Simple 1D oedometric mechanical modelling is very important as a first order risk assessment since it provides conservative values for the estimation of possible subsidence and stress variations induced by the pore pressure decrease during production. Based on this fast computation, it could be decided or not to undertake a detailed coupled 3D hydro-mechanical model. It is also well established that in any mechanical model, there are large uncertainties on the rock properties filling the model, due to the presence of heterogeneities within the reservoir and its overburden, in conjunction with limited well control and few laboratory rock property measurements. A methodology based on embedded stochastic simulations of lithology and associated mechanical properties is demonstrated. It allows to efficiently propagate the uncertainties on the input data down to the final mechanical quantities which are critical for the subsidence risk evaluation. This approach is currently being extended to 3D hydro-mechanical modelling of heterogeneous reservoirs and their surrounding formations when there are significant uncertainties on the heterogeneity spatial distributions. Another extension could be, based on the computed effective stress variations, to find the reservoir points which could encounter the failure criterion.

*Acknowledgments: The authors would like to address many thanks to Elisabeth Bemer, Sylvain Boyer and Nathalie Lucet from IFP for sharing with them their expertise in rock mechanics, log analysis and rock physics.*

### REFERENCES

- Berryman, J.G., 1995. Mixture theories for rock properties. In *T.J. Ahrens, (ED.), Rock Physics and Phase Relations, AGU Reference Shelf 3, AGU, Washington, D:* 205-228.
- Deutsch, C.V. & Journel, A.G., 1992. *GSLIB Geostatistical software library and user's guide*. New York: Oxford University Press, 340p.



## ANNEXE C : GeoProc2008

---

*Are uncertainties on the spatial distribution of rock properties influential in coupled reservoir / geomechanical modelling?*

**T. Hu\***, **F. Fournier\*\***, **J-J. Royer\*\*\***

*\*IFP*

*Applied Mechanics Division  
1 & 4, avenue de Bois-Préau  
92852 Rueil-Malmaison, France  
tianmeng.hu@ifp.fr*

*\*\*IFP*

*Applied Mechanics Division  
1 & 4, avenue de Bois-Préau  
92852 Rueil-Malmaison, France  
frederique.fournier@ifp.fr*

*\*\*\*CRPG-ENSG*

*Rue du Doyen Marcel Roubault  
BP 20  
54501 Vandoeuvre les Nancy  
jean-jacques.royer@ensg.inpl-nancy.fr*

---

*ABSTRACT: A geostatistical approach is proposed to image the uncertainties attached to the rock moduli in a 3D geomechanical model. Then, this approach is applied to quantify the effects of these uncertainties on the calculated displacements and stresses in a geological structure undergoing depressurisation due to hydrocarbon production. It is shown that the resulting impact is far from being negligible; particularly the stress field is impacted by the uncertainties related to the lithology spatial distribution. Consequently, these uncertainties should be accounted for in any mechanical risk analysis. The proposed geostatistical approach used to represent the spatial uncertainties on the rock properties is a powerful tool to develop sensibility analyses.*

*KEY WORDS: Subsidence evaluation, rock mechanical properties, geostatistics, stochastic simulations, finite elements, displacement, stresses, uncertainties.*

---

## 1. Overview of the problem

It is becoming a standard in hydrocarbon reservoir exploitation to use a 3D geocellular model of the reservoir and surrounding formations, in order to study the possible coupled effects between the fluid production and the mechanical deformations of the geological structure. Indeed, it is very important to forecast a possible subsidence of the ground surface during the production of oil or gas. Moreover, even a moderate pore pressure variation within the reservoir could lead to significant displacements in the subsurface layers, particularly, if the reservoir corresponds to soft or poorly consolidated rocks, which increases the risk of casing collapse, and shear zone development. Such concerns are nowadays extended to the assessment of the stability of potential CO<sub>2</sub> storages, where it is necessary to verify that the injection of large amount of gas in the structure will not disturb its long term mechanical stability.

Usually, in such studies, a flow model is coupled with a geomechanical model, since it is the flows of the produced or injected fluids that are responsible for the evolution of the pore pressure within the reservoir, which impacts the effective stress field, leading to mechanical readjustments of the reservoir itself, but also of the surrounding formations. Different approaches could be used to model the coupled flow-mechanical phenomena (Settari and Walters 1999, Longuemare *et al.* 2002), from a "weak" coupling, so called "one-way coupling", to a strong coupling (full coupling or partial coupling involving an iterative algorithm). The choice of the most appropriate coupling approach is well documented (Jeannin *et al.* 2007). Basically, it depends on the intensity of the expected deformations of the structure, which is function of the rock properties, and also on the initial stress state.

Classically, the 3D geocellular model that represents the studied geological structure corresponds to a detailed model at the reservoir level, embedded in surrounding formations that are described in a much coarser way. The geometry of the various layers is derived from the seismic interpretation. Within that structural framework, the reservoir component is described in terms of lithologies, petrophysical and fluid properties, based on available well data (core and logs). Usually, the rock mechanical properties are estimated combining the lithological and petrophysical information, and, whenever possible, calibrated to laboratory measurements. The surrounding formations (overburden, underburden and sideburden) are usually built in a much simpler way, due to the lack of information.

In this framework, an important issue is related to the large uncertainties attached to the lateral variations of the rock properties. First, for a particular lithofacies, these properties are usually poorly defined since they are based on a very limited number of laboratory measurements, tied to the indirect information deduced from the logs. Moreover, the lithofacies between the wells are also uncertain, which induces additional uncertainties on the mechanical properties. The effects of these large uncertainties on the rock moduli in the evaluation of the subsidence effects due to oil production have already been examined in the case of 1D geomechanical models corresponding to oedometric conditions (Hu *et al.* 2006). A methodology based on 1D stochastic simulation was proposed to analyse these effects, and it was shown on a specific field example that the major uncertainties on the effective stresses and vertical displacements were attached to the uncertainties on lithologies. In this paper, these effects are examined on a 3D coupled flow-mechanical model where the pressure draw-down due to oil production is responsible of deformations of the 3D structure. A geostatistical methodology is again proposed to represent the spatial uncertainties related to the distribution of the lithological heterogeneities and their attached physical properties.

## 2. Description of the case study

### 2.1. Available geologic data

The reservoir under study, at an approximate vertical depth from 3200 to 3450 m below sea level, belongs to the Brent group in North Sea and corresponds to fluvio-deltaic deposits of various sands and shales. A strong depressurisation is observed after 15 years of oil production (over 15 MPa). The reservoir is mainly characterized by well data (logs and cores) providing a lithological and petrophysical description and no direct mechanical measurements are available.

Consequently, the mechanical properties are derived from the logs with two approaches. In the first approach, they are based on the theory of equivalent media (Berryman 1995), and computed from the mineral composition, the porosity and the fluid content of the rocks, for each lithofacies. In the second approach, the properties are

estimated from the acoustic logs (providing dynamic elastic properties) then an empirical correction (Wang 2000) is applied to get the static mechanical moduli. The consistency of the results obtained through the two different approaches is verified.

Lithofacies	Min (GPa)	Mean (GPa)	Max (GPa)	Std (GPa)
Clean sandstones	4.5	7.6	10.2	0.8
Radioactive sandstones	4.4	5.8	7.1	0.4
Micaceous sandstones	3.2	5.5	8.2	0.9
Shaly sandstones	2.3	6.8	10.7	1.7
Silty clays	1.7	7.5	13.8	2.2
Clays	5.9	7.9	8.4	0.5
Coals	4.7	5.5	5.9	0.3

**Table 1.** *Statistical distributions of the static drained bulk modulus per lithofacies used to compute stresses and displacements in the 3D geomechanical model*

## **2.2. Construction of the 3D coupled flow-geomechanical model**

The geometric model framework is shown on figure 1. It includes the reservoir, and the surrounding formations which are mechanically tied to its deformations. The reservoir section (Figure 1) is represented with a higher level of details: the different layers are individualized from high resolution sequence stratigraphy carried out at the wells, then interpolated consistently within the top and base reservoir surfaces.

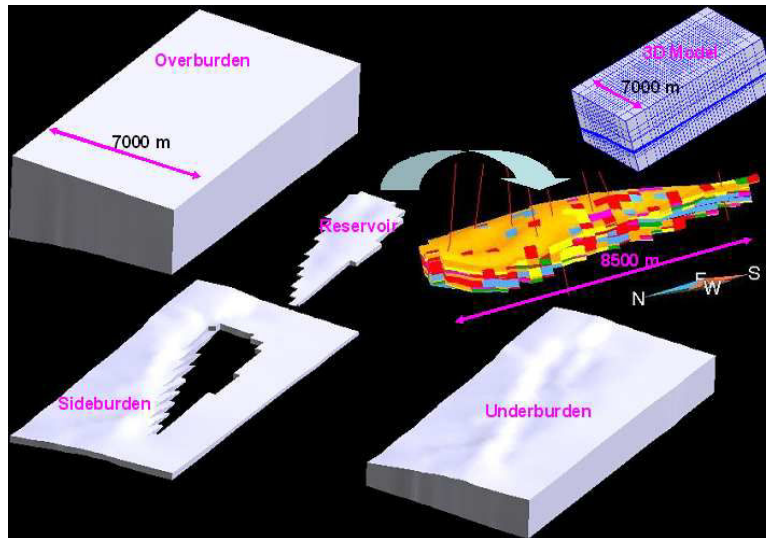
The 3D model is then gridded and populated with rock properties. Since the mechanical properties are related to the lithofacies and their porosities, and also, because their attached uncertainties are largely due to the uncertainties on the lithofacies, it is decided to spatially image the uncertainties through a stochastic co-simulation strategy (or “embedded” simulations). Firstly, the lithofacies are simulated within the reservoir with an indicator-based technique (see, for example, Deutsch and Journel, 1992), and then the porosities are randomly simulated from the Gaussian distributions observed on lithofacies. Based on the lithofacies and porosity fields, the bulk modulus  $K_{stat}$  is randomly simulated using a Monte-Carlo algorithm, finally, the shear modulus  $G$ , is deduced from  $K_{stat}$  from a linear regression.

This paper focuses on a better analyse of the impact of uncertainties attached to the mechanical properties of the mechanical model, therefore, the coupled flow-geomechanical problem is subject to simplified assumptions. A one-way coupling is only considered where the pore pressure field variations due to oil production is considered as a mechanical load and accounted for in a mechanical simulator to compute the stress variations and the strains it induces; a more simplified hypothesis is also made: the pore pressure field is constant in space (same draw-down value for all the model cells within the reservoir section). This simplistic assumption prevents to examine on the mechanical simulation complex effects due to the interference of two different (and independent) spatial random fields (the pore pressure and the mechanical properties).

## **3. Discussion of results**

### **3.1. Presentation of the different models under study**

Based on the geostatistical approach previously described, a first set of models are examined, for which the lithofacies (Figure 2a) and porosities are fixed (and correspond to a particular geostatistical realization of the random fields). But the statistics used to generate the mechanical properties vary from models 1 (randomly drawn mechanical properties in the statistical distribution per lithofacies) to models 2 and 3 (constant mechanical properties per lithofacies, but different constant values for the 2 models). The different constant values used for the rock mechanical properties are summarized in Table 1: they are, first the mean value per lithofacies (model 2), second the minimum values per lithofacies (model 3).



**Figure 1.** *3D geomechanical model*

The analyses are focused on two specific layers, one layer within the Tarbert formation close to the reservoir top, and the other within the Ness interval close to the base of the reservoir surface. These two layers differ in terms of lithological heterogeneities due to their different depositional environment. The layer chosen within the Tarbert interval is quite homogeneous with massive sands corresponding to tidal deposits. The layer chosen within the Ness is highly heterogeneous (Figure 2a), with sand-filled channels, shaly flood-plain deposits and coal beds.

The second set of models under consideration corresponds to models where the lithofacies were different, and consequently their physical properties (porosities and mechanical moduli). One model (model 4, lithofacies displayed on Figure 2b) is another geostatistical realization based on the same statistical characteristics than the realization underlying models 1 to 3 (in terms of variograms). The second model (model 5, lithofacies displayed on Figure 2c) is built from a geostatistical realization based on different statistical parameters.

### **3.2. Analysis of results**

The spatial field of deformations is much more influenced by the geometry of the structure than by the lithological and mechanical heterogeneities. For the Tarbert layer, the results show two “subsidence bowls” related to the anticline shape of the upper structure and to the boundary conditions set on its sides (zero displacement). It corresponds to an average compaction close to 0.18 m. For the Ness layer, the vertical displacement map (Figure 3) shows a much more regular structure related to sub-horizontal layers and to the specific boundary conditions (zero displacement at the model base which is relatively close to that Ness layer). On average, a compaction of 0.03 m is observed (Figure 3).

The impact of the lithological heterogeneities and their uncertainties induced by the spatial mechanical variability is more clearly visible on the “pressure” maps (average effective stress variation) (Figure 4). Even in the cases of small mechanical contrasts between the different lithologies (model 1, for example) the mean and the dispersion of the rock moduli significantly impact the distribution of the stress field. When using a constant average modulus per lithofacies (model 2), instead of randomly drawing in the distribution (model 1), it leads to a reduction of the “pressure” dispersion (compare histograms on Figures 5a and 5b). When the mechanical contrast between the lithofacies increase (model 3), the dispersion of the pressure field increases (histogram on Figure 5c) and its spatial structure (map on Figure 4c) is more related to the spatial structure of the lithofacies.

The second set of models (models 4 and 5, not shown here), where the lithofacies vary from one model to another in order to mimic the uncertainties attached to this property, even more underlines the crucial influence of lithofacies in structuring the pressure field.

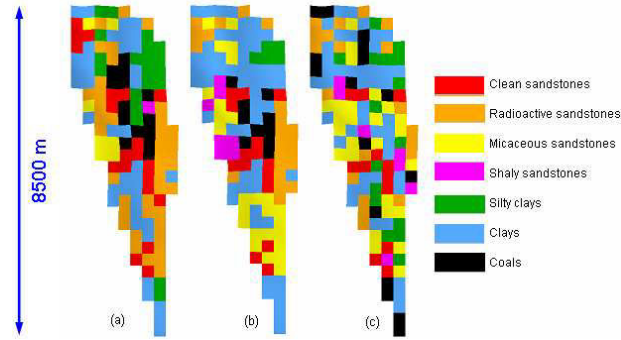


Figure 2. Three lithofacies realizations of the layer within the Ness

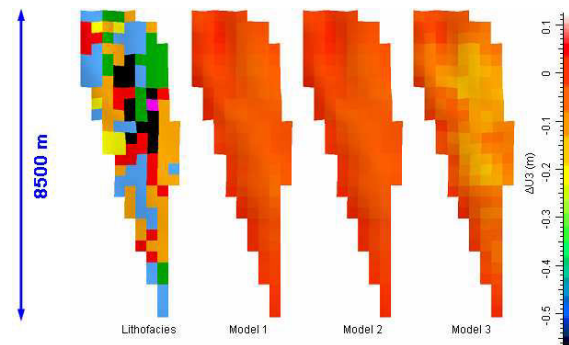


Figure 3. Vertical displacements of the layer within the Ness

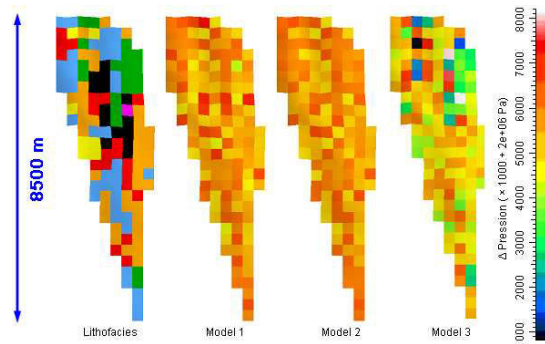


Figure 4. Variations of average effective stresses of the layer within the Ness

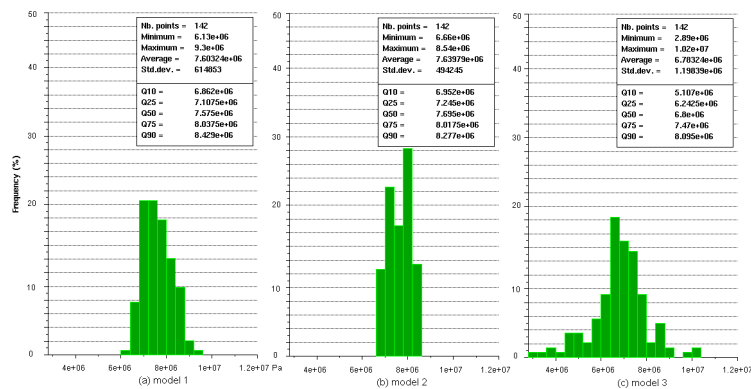


Figure 5. Histograms of average effective stress variation for model 1, 2 and 3

#### 4. Conclusion and further work

The studies presented in this paper clearly show that it is important to account for the uncertainties attached to the rock properties when computing the mechanical response of a geological structure. Even in the case where the rock moduli are poorly contrasted within a specific geological layer, yet their spatial distribution impact the distribution of the mechanical adjustments induced by the pore pressure variations. Assigning a unique value for the mechanical moduli within each layer in the 3D model, like it is classically done in standard geomechanical studies, is not sufficient for a realistic assessment of the mechanical risks.

Because the uncertainties are not only due to a limited knowledge of the moduli, but also to a poor control on the lithofacies spatial distribution in the interwell space, it is important to account for these two levels of uncertainties. The geostatistical methodology proposed in this study allows representing the spatial uncertainties on the mechanical properties in connection with the spatial uncertainties on the lithological and petrophysical properties. It could be used to generate consistent multi-realizations of the 3D mechanical model, later used as input in the mechanical simulations.

Further directions of work are two-fold. Firstly, the consequence of a more realistic coupling between the flow and the mechanical models should be examined. So far, the coupling problem has been drastically simplified. However, it is clear that the lithological heterogeneities, connected to porosity and permeability heterogeneities, impact the pressure drawdown within the reservoir. Consequently, the mechanical load within the reservoir is not a constant stationary field, and its spatial pattern is going to interfere with the spatial pattern of the mechanical property field. A second direction of work is the development of a “fast track” to evaluate the mechanical responses of all the geostatistical realizations within a reasonable computing time.

*Acknowledgments: the authors would like to address their grateful thanks to Gilles Ferrer from IFP for his crucial help in the management of data and results and their transfer between the three main softwares used in the study: a geomodeller, a flow simulator and a mechanical simulator.*

#### 6. References

- Settari, A. and Walters, D.A., “*Advances in coupled geomechanical and reservoir modelling with applications to reservoir compaction*”, SPE Reservoir Simulation Symposium, Houston, Texas, 14-17 February, 1999.
- Longuemare, P., Main guy, M., Lemonier, P., Onassis, A., Gerard, Ch. et Koutsabeloulis, N., “*Geomechanics in reservoir simulation : overview of coupling methods and field case study*”, Oil and Gas Science and Technology - Rev. IFP, Vol. 57 no. 5, pp. 471-483, 2002.
- Jeannin L., Mainguy, M., Masson, R., and Vidal-Gilbert, S., “*Accelerating the convergence of coupled geomechanical-reservoir simulations*”, 31: 1163-1181, Int. J. Numer. Anal. Mech. Geomech, 2007.
- Hu, T.M., Fournier, F., Royer, J.J., and Joseph, C., “*Impact of uncertainties in rock mechanical properties on subsidence evaluation*”, Int. Asso. For Mathematical Geology XIth Int. Congress, Liège, Belgium, 2006.
- Berryman, J.G., “*Mixture theories for rock properties*”. In T.J. Ahrens, (ED.), Rock Physics and Phase Relations, AGU Reference Shelf 3, AGU, Washington, D: 205-228, 1995.
- Wang, Z., “*Dynamic versus Static Elastic Properties*”, in Seismic and Acoustic Velocities in Reservoir Rocks, SEG Geophysics Reprint Series no. 19, 2000.
- Deutsch, C.V. and Journel, A.G., *GSLIB Geostatistical software library and user's guide*, New York.: Oxford University Press, 1992, 340p.



## ANNEXE D : Geostats2008

### COMBINING GEOSTATISTICS WITH FINITE ELEMENT MODELLING FOR GEOMECHANICAL RISK ASSESSMENT

TIANMENG HU\*, FREDERIQUE FOURNIER\* and JEAN-JACQUES ROYER\*\*

\* Applied Mechanics Division, IFP, France.

\*\* CRPG-ENSG, France.

#### ABSTRACT

*Geomechanical modelling could be an important part of reservoir studies, particularly for stress sensitive rocks, or when the reservoir undergoes strong pore pressure variations due to hydrocarbon production or gas / water injection. In this study, it is demonstrated that reservoir heterogeneities should be accounted for in geomechanical modelling since they significantly impact the computation of the stress and strain fields. Moreover, a geostatistical approach is proposed to integrate the uncertainties attached to the spatial distribution of the mechanical properties in the assessment of the mechanical risks, like subsidence or failure.*

#### INTRODUCTION

In recent years, there has been a growing interest for the application of geomechanics to petroleum reservoirs, since it has been demonstrated in many cases that oil production, because of pore pressure variations, greatly impacts the initial stress field, leading to significant mechanical readjustments within the reservoir and its overburden (Settari and Walters, 1999). Particularly, for “stress sensitive” reservoirs, it is now widely accepted that geomechanical modelling should be coupled to flow simulation in order to better estimate produced fluids and to assess mechanical risks like subsidence or casing collapse (Longuemare *et al.*, 2002, Jeannin *et al.*, 2006). Moreover, the evaluation of mechanical effects has become a large component of the CO<sub>2</sub> geological sequestration problematic, whether the targets are depleted hydrocarbon reservoirs or deep aquifers.

Despite this increased interest, in many cases, geomechanical modelling of reservoirs is still performed without accounting for the heterogeneities within the reservoir, and by simplifying the layers into homogeneous mechanical units before carrying out the finite element mechanical computations. Moreover, the impact on mechanical risk assessment of the uncertainties attached to the spatial distribution of the rock mechanical moduli seems not to have been explored so far. In this work, the effect of mechanical heterogeneities on the stress and strain fields is examined through a real case study, and a methodology combining geostatistical simulations and finite element geomechanical modelling is proposed to better evaluate the mechanical risk associated to the reservoir exploitation by integrating the spatial uncertainties attached to the rock properties.

## DATA SET DESCRIPTION

The case study used to discuss the impact of reservoir heterogeneities in the geomechanical modelling is an oil field producing from the Brent formation (North Sea), where the reservoir has undergone a strong depressurisation after more than 20 years of production. This case study is also used to demonstrate the proposed geostatistical methodology to account for spatial uncertainties in rock mechanical properties in the geomechanical modelling.

The 3D geomechanical model typically includes (Figure 1) the 3D reservoir model described at a fine scale (grid cells 100 x 100 m, and vertical layering defined from high resolution sequence stratigraphy) embedded in surrounding formations (overburden, underburden and sideburden), described at a coarser scale (grid cells 300 x 300 m, and vertical layering defined from seismic horizons) which are also impacted by the variations of the stress field. The reservoir part of the geomechanical model is classically described in terms of lithofacies and petrophysical properties, later on associated to mechanical properties, all information classically derived from well logs and seismic data (see for example Doligez *et al.*, 2003). In this case, some reservoir layers are nearly homogeneous, like the Tarbert layer displayed on Figure 2a, whereas others are strongly heterogeneous, like the Ness layer displayed on Figure 2b.

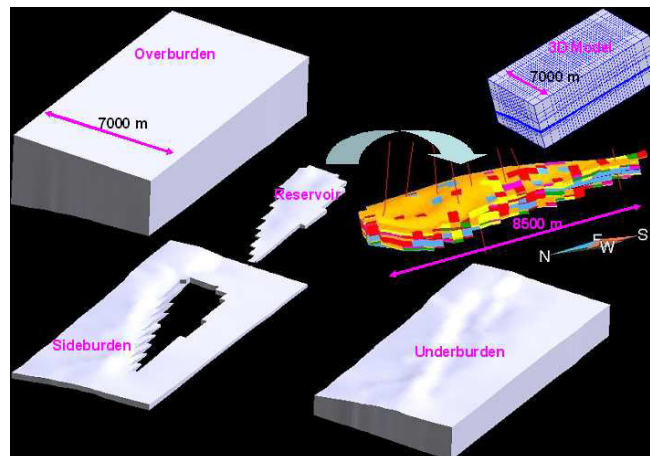


Figure 1: 3D geomechanical model of the studied field

In this study, in order to better focus on the impact of heterogeneities in the mechanical modelling, the coupled flow-geomechanical problem is simplified. First, it is assumed that the production effect induces a constant pressure draw-down of 15 MPa all over the reservoir section (homogeneous pore pressure field). This pore pressure variation leads to a variation of the effective stress field, responsible of the mechanical readjustments which will be computed with a finite-element approach, in the frame of linear elasticity. Second, the coupled flow-mechanical problem is simplified by using a so-called "one-way coupling" in which the pore pressure variation is introduced in the finite-element simulator as a mechanical load, but the computed mechanical deformations are not re-introduced in the flow model to update the porosity field.

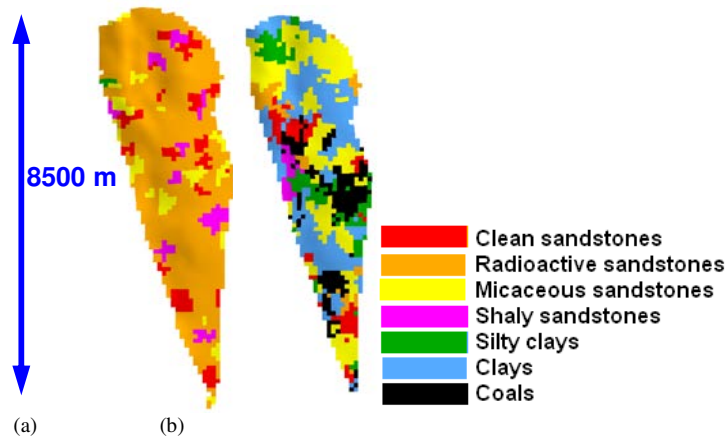


Figure 2: Lithofacies distribution for two reservoir layers (a) within the Tarbert and (b) within the Ness: these distributions correspond to one particular lithofacies geostatistical realization

### STEPS FOLLOWED IN THE STUDY

Based on this data set, first a standard mechanical model neglecting the lithological heterogeneities within the reservoir layers will be compared to a mechanical model where those heterogeneities are integrated. In the case of the "standard" mechanical model, each layer is associated to its dominant lithology and the mechanical moduli (Young's modulus and Poisson's ratio) attached to the layer cells are those of the dominant lithofacies. In the mechanical model accounting for heterogeneities, constant but specific rock moduli are associated to the different lithofacies in the layers. The Young's moduli obtained are shown on Figure 3 for the Ness layer of Figure 2b. Two cases are examined: lithofacies with a small mechanical contrast (Figures 3a and 3b) and lithofacies with a strong, but still realistic, mechanical contrast (Figures 3c and 3d). The first case corresponds to a limited impact of lithological heterogeneities on the mechanical properties of the layers, whereas the second case corresponds to a situation where lithological heterogeneities significantly impact the mechanical characteristics, and consequently the "homogeneous" mechanical layer (Figure 3c) is very different from the "heterogeneous" mechanical layer (Figure 3d).

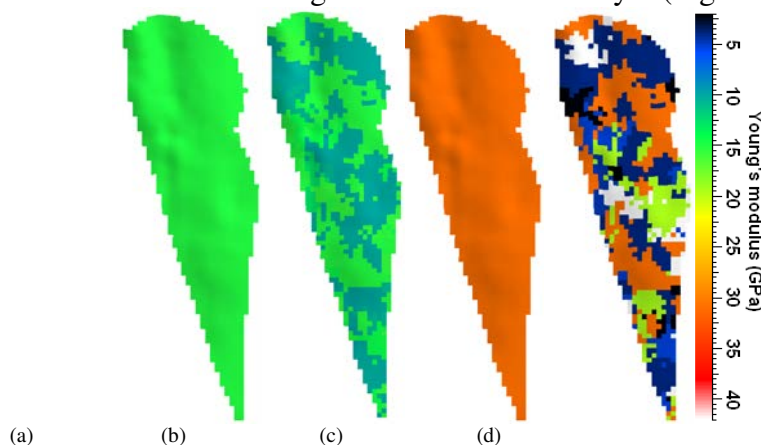


Figure 3: Young's moduli of a specific Ness layer with constant mechanical properties per lithology (a), per lithology (b) or with constant and contrasted mechanical properties per lithology (c), per lithology (d)

Then, in the next step, the impact of uncertainties attached to the spatial distribution of rock moduli is examined. First, the lithofacies are supposed to be well known, and the uncertainties on the rock moduli are represented using Monte-Carlo simulations drawn from

the rock moduli statistical distributions associated to each lithofacies. Figure 4 shows for the Ness layer under consideration, and in the case of limited mechanical contrasts between the lithofacies, the spatial characteristics obtained for 10 realizations of the Young's modulus. The mean map (Figure 4a) is very close to the Ness lithofacies map (Figure 2b) whereas the variation coefficient reaches 13% (0.13) particularly in the cells associated to the micaceous sandstone lithofacies, which is explained by their important porosity ranges impacting the ranges of the rock moduli.

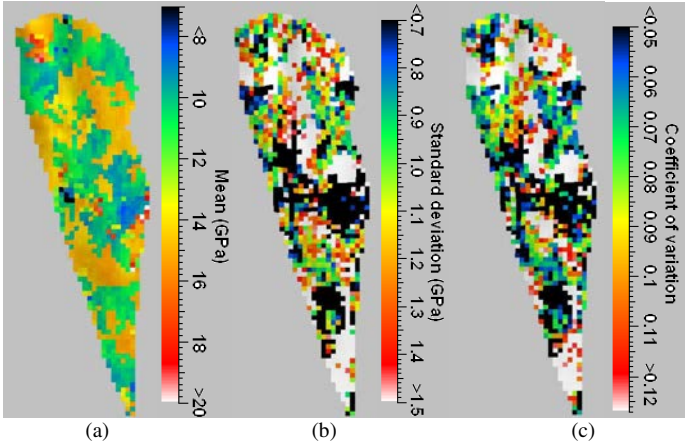


Figure 4: Mean (a), standard deviation (b) and coefficient of variation (c) of 10 realizations of the Young's modulus for the layer within the Ness in the case of known lithology

Second, it is supposed that the lithofacies spatial distribution is also unknown. In this case, embedded geostatistical simulations are carried out in order to represent the final spatial uncertainties on the rock moduli (Hu *et al.*, 2006).

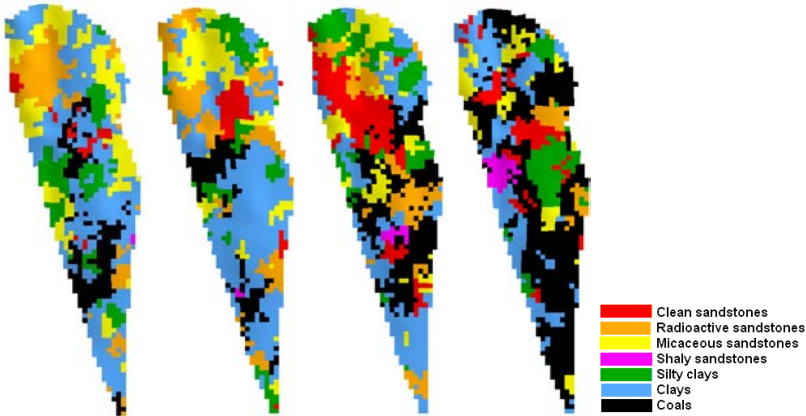


Figure 5: 4 lithofacies realizations of the layer within the Ness



Figure 6: Realizations of the Young's modulus of the layer within the Ness associated to the lithofacies simulations displayed on Figure 5

A Sequential Indicator Simulation (Deutsch and Journel, 1998) technique is used to generate the lithofacies realizations (4 out of 10 realizations are displayed on Figure 5), which are used in a second step to condition the mechanical moduli simulation (Figure 6). Now, the variation coefficient associated to 10 mechanical realizations reaches over 23% (0.23), and shows high values on large areas, due to the increasing degree of uncertainty because of the limited control on the spatial distribution of lithological heterogeneities (Figure 7).

All these 3D models (each model includes 122 843 cells) are then mechanically simulated with a finite-element code with the same mechanical parameters: mechanical load corresponding to the constant pore pressure decrease of 15 MPa within all reservoir cells, same initial stress field and same boundary conditions.

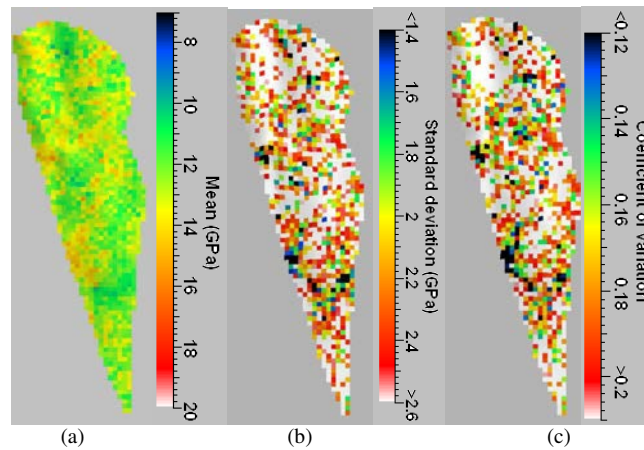


Figure 7: Mean (a), standard deviation (b) and coefficient of variation (c) of 10 realizations of the Young's modulus for the layer within the Ness in the case of unknown lithology

## RESULTS AND DISCUSSION

In the paper, the mechanical results are presented mainly at the reservoir level and through the first invariant of the effective stress tensor variation, which is 3 times the average effective stress variation. Other parameters to be examined will be the vertical displacement variations and the numbers of cells where the failure criterion could be reached.

## Impact of heterogeneities on the mechanical results

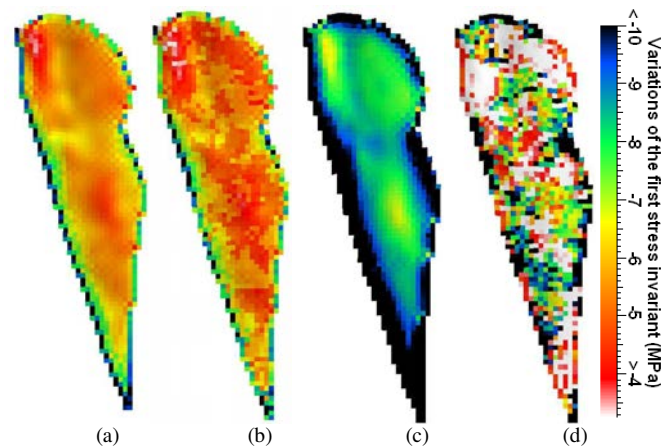


Figure 8: Variations of the first effective stress invariant of models with constant mechanical properties per layer (a), per lithology (b) or with constant and contrasted mechanical properties per layer (c), per lithology (d)

Even in the case of poorly mechanically contrasted lithofacies (Figures 3a and 3b), it is noticeable that the heterogeneities impact the first invariant of the stress tensor (compare Figures 8a and 8b) as also the spatial distribution and range of the vertical displacements within the Ness layer under consideration (Figures 9a and 9b). This impact strongly increases when the mechanical contrast between the lithofacies within the layer increases (Figures 8c and 8d, 9c and 9b).

This analysis demonstrates on this particular case study the interest to account for the heterogeneities present within the layers in the geomechanical modelling, and not to consider them as homogeneous mechanical units as it is classically performed. Since the heterogeneity representation is important in the mechanical model, it becomes also important to be capable to take into account the spatial uncertainties which are associated to the heterogeneities, when performing mechanical risk assessment.

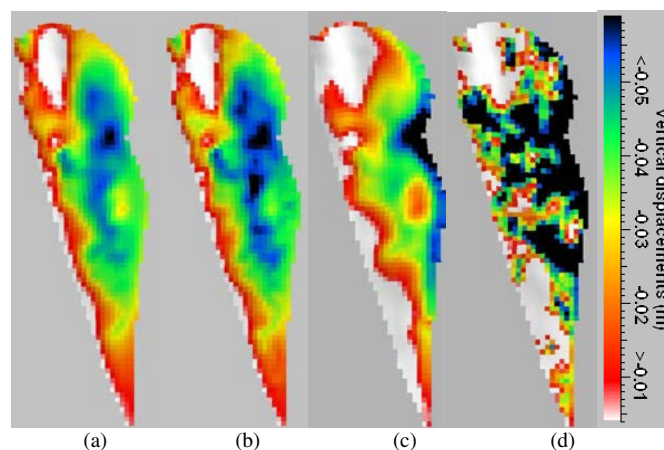


Figure 9: Vertical displacements of models with constant mechanical properties per layer (a), per lithology (b) or with constant and contrasted mechanical properties per layer (c), per lithology (d)

## Impact of rock moduli uncertainties on the mechanical results

The analysis is now focussed on the case of weakly contrasted lithofacies within the reservoir, for which the effects of uncertainties on rock moduli for a given lithofacies spatial distribution are examined. As expected, the mean map of the variation of the first stress tensor invariant (Figure 10a) is close to the map displayed on Figure 8b (be aware that the colour palettes are different for these displays), since the lithofacies heterogeneities are fixed with a distribution identical to the distribution shown on Figure 2b. With a variation coefficient reaching 13% for the Young's modulus (Figure 4c), maximum absolute values of 7% are observed for the coefficient of variation of the first stress invariant (Figure 10c). The computed values are negative for the variations of the first effective stress tensor invariant, which corresponds, with the sign convention of mechanics, to an increase in effective stress due to the pore pressure decrease.

The analysis of the vertical displacement results (Figure 11) shows that the uncertainties on the moduli impact the displacements around 6.5% (0.065) for most cells of the Ness layer under study, but could reach an impact of 13% for those cells on the western border where the displacements are small due to the proximity of the boundary conditions.

When the lithofacies distribution is not known, and consequently increases the uncertainties attached to the mechanical moduli spatial distribution, a larger impact on the mechanical parameters is observed with a variation coefficient of the first stress invariant around 11% for most cells and up to 20% in some areas (Figure 12c). The effect on the vertical displacement is less pronounced, since this parameter is mainly influenced by the geometric shape of the geological structure.

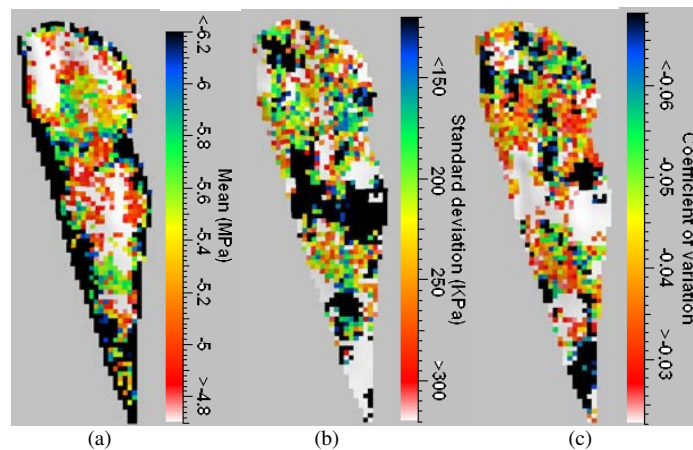


Figure 10: Mean (a), standard deviation (b) and coefficient of variation (c) of the variations of the first stress invariant for the layer within the Ness in the case of fix lithology (10 realizations)

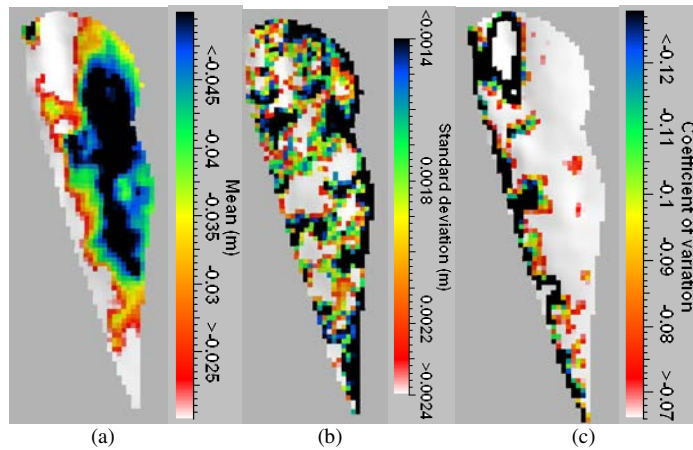


Figure 11: Mean (a), standard deviation (b) and coefficient of variation (c) of vertical displacements for the layer within the Ness in the case of fix lithology (10 realizations)

It is also interesting to analyze which cells within the geomechanical model are close to the failure envelop. For this, a very simple Mohr-Coulomb failure criterion has been used with a value of zero for the cohesion coefficient and a value of  $20^\circ$  for the friction angle, identical for all lithofacies. Figure 13 compares the spatial distribution and the occurrence of failure for the case where the uncertainties are limited to those attached to the rock moduli (Figure 13a), and the case where the uncertainties arise both from the uncertainties on the lithofacies and on their rock mechanical properties (Figure 13b), based on 10 realizations of the mechanical model. It is noticeable that the failure occurrence is larger in the second case, and that more cells are concerned by failure when all sources of uncertainties are considered.

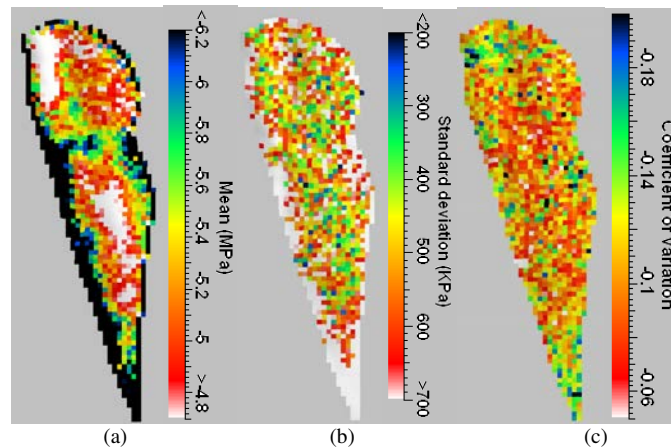


Figure 12: Mean (a), standard deviation (b) and coefficient of variation (c) of the variations of the first stress invariant for the layer within the Ness in the case of simulated lithology (10 realizations)



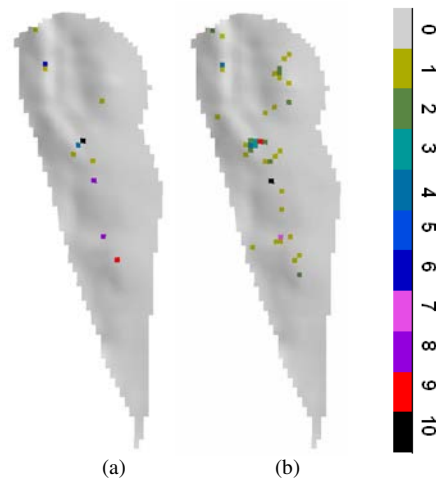


Figure 13: Frequency of observed rupture with 10 realizations in the case of known lithology (a) and simulated lithology (b)

## CONCLUSIONS

Based on a representative case study where geomechanical modelling is coupled to reservoir modelling for mechanical risk assessment, this paper demonstrates that integration of geological heterogeneities in the geomechanical model is important, even in the situation where the different lithofacies show weak mechanical moduli contrasts. Also, because of the limited knowledge both on the lithological spatial distribution (due to limited well control) and on the rock mechanical properties (limited well control and extremely limited laboratory measurement), it is particularly crucial to account for the uncertainties on these parameters when computing the mechanical effects induced by the reservoir exploitation. A methodology is proposed where embedded geostatistical simulations (lithofacies and petrophysical simulations conditioning mechanical property simulations) are carried out to generate a set of 3D geomechanical models representing the various levels of uncertainties. Finite element mechanical computations performed on these sets of models have provided uncertainties on mechanical risk (subsidence and / or failure) and allowed to spatially detect those cells in the model which are the most crucial.

Further work currently in progress includes performing a full flow model in order to integrate in the analysis a more realistic pore pressure field (rather than a constant homogeneous one) accounting for the lithological / petrophysical heterogeneities, and also developing an experimental design approach to model the output uncertainties on the stress and strain fields from the input uncertainties on lithofacies and rock mechanical moduli.

## REFERENCES

- Deutsch, C.V. and Journel, A.G. (1998) *GSLIB: Geostatistical Software Library and User's Guide*, 2nd Edition, Oxford University Press.
- Doligez, B., Gomel, P., Andrieux, B. and Fournier, F. (2003) *Use of seismic to constrain geostatistical reservoir models: A quantitative approach using proportions of facies*, AAPG Annual Convention, Salt Lake City, Utah..

- Jeannin, L., Mainguy, M., Masson, R. and Vidal-Gibert, S. (2006) *Accelerating the convergence of coupled geomechanical-reservoir simulations*, International Journal for Numerical and Analytical Methods in Geomechanics, Vol 31, Issue 10, p. 1162–1181.
- Hu, T., Fournier, F., Royer, J.J. and Joseph, C. (2006) *Impact of uncertainties in rock mechanical properties on subsidence evaluation*. Int. Asso. for Mathematical Geology, XIth Int. Congress, Liège, Belgique.
- Longuemare, P., Mainguy, M., Lemonnier, P., Onaisi, A., Gérard, Ch. and Koutsabeloulis, N. (2002) *Geomechanics in reservoir simulation: overview of coupling methods and field case study*, Oil and Gas Science and Technology, Rev. IFP, Vol 57, n°5, p. 471–483.
- Settari, A. and Walters, D.A. (1999) *Advances in coupled geomechanical and reservoir modeling with applications to reservoir compaction*, SPE Reservoir Simulation Symposium, Houston, Texas.

## RESUME

---

L'objectif de ce travail est double : d'une part, il s'agit de développer une méthodologie intégrée pour la construction d'un modèle géomécanique ainsi que la représentation des incertitudes associées aux propriétés poro-élastiques des roches constitutives, en exploitant l'ensemble des données disponibles et en s'appuyant de façon cohérente sur les modèles de réservoir statique et dynamique classiquement utilisés par les géologues et les ingénieurs réservoir ; d'autre part, il s'agit d'analyser quel est l'impact des hétérogénéités géologiques, souvent négligées, dans la réponse mécanique du réservoir sollicité par son exploitation, et d'aboutir à des incertitudes sur les champs de contraintes et de déplacements, issues des incertitudes sur ces hétérogénéités et leurs paramètres mécaniques. Pour ce faire, une méthodologie intégrée s'appuyant sur des simulations géostatistiques a été développée. Après la construction du cadre géométrique 3D, le remplissage des propriétés au sein du réservoir suit une démarche de simulations géostatistiques 3D emboîtées, dans laquelle la représentation des hétérogénéités lithologiques conditionne la génération des propriétés poro-élastiques. La démarche consiste ensuite à représenter les incertitudes sur le modèle géomécanique par des ensembles de réalisations géostatistiques dont la réponse mécanique est alors calculée avec un simulateur mécanique aux éléments finis. Les incertitudes sur les champs de contraintes et de déformations sont déduites ensuite des différentes réponses mécaniques obtenues. La démarche a été mise en œuvre sur un réservoir réel, dans un environnement fluvio-deltaïque, produisant en Mer du Nord. Dans ce cadre, il a été démontré que les hétérogénéités du réservoir et leurs incertitudes influencent significativement les calculs des champs de contraintes et de déformations, ainsi que les risques mécaniques de rupture. Des incertitudes sur les quantités mécaniques analysées (premier invariant du tenseur des contraintes et subsidence) ont été aussi estimées.

*Mots clés : géomécanique – simulation géostatistique – réservoir – incertitudes – paramètres poro-élastiques – hétérogénéités - contraintes – subsidence – Gocad - Abaqus*

## ABSTRACT

---

This work has two main objectives. The first one is to develop an integrated methodology allowing to build a 3D geomechanical model and also to image the uncertainties attached to the poro-mechanical properties of the constitutive rocks. This geomechanical model should be based on all related available data and should be consistent with the static and dynamic models, currently built by reservoir geologists and engineers. The second objective is to analyse the impact of geological heterogeneities, which are often neglected, in the mechanical response of the reservoir induced by its exploitation, and furthermore to derive uncertainties on the stress and deformation fields related to the uncertainties on the input properties of the geomechanical model. An integrated methodology based on geostatistical simulations is developed. First, the geometric frame is built; then an approach of embedded stochastic simulations is carried out to infill the different reservoir properties, the lithological description constraining the petrophysical and poro-elastic descriptions. The next step is to generate the mechanical responses of the stochastic realisations, using a finite-element mechanical simulator. The uncertainties on the resulting stress and displacement fields are then deduced from the multiple mechanical responses which are computed. This approach is demonstrated on a real field case, a fluvio-deltaic reservoir in North Sea. It is shown on this example that the reservoir heterogeneities and their uncertainties significantly influence the calculations of stress and strain fields, and also the risks of mechanical failure. Uncertainties on the mechanical quantities under analysis (first invariant of the stress tensor and subsidence) are also derived.

*Key words: geomechanics – geostatistical simulation – reservoir – uncertainties – poro-elastic parameters – heterogeneities – stresses – subsidence – Gocad - Abaqus*

AUTORISATION DE SOUTENANCE DE THESE  
DU DOCTORAT DE L'INSTITUT NATIONAL  
POLYTECHNIQUE DE LORRAINE

o0o

VU LES RAPPORTS ETABLIS PAR :

**Monsieur Jean-Paul CHILES, Professeur, Centre de Géosciences, Ecole des Mines de Paris,  
Fontainebleau**

**Monsieur Marc BOULON, Professeur, Institut National Polytechnique de Grenoble, Grenoble**

Le Président de l'Institut National Polytechnique de Lorraine, autorise :

**Monsieur HU Tianmeng**

NANCY BRABOIS  
2, AVENUE DE LA  
FORET-DE-HAYE  
BOITE POSTALE 3  
F - 5 4 5 0 1  
VANDŒUVRE CEDEX

à soutenir devant un jury de l'INSTITUT NATIONAL POLYTECHNIQUE DE LORRAINE,  
une thèse intitulée :

**"Modélisation géomécanique des réservoirs : méthodologies de mise en œuvre et  
d'analyse des incertitudes"**

en vue de l'obtention du titre de :

DOCTEUR DE L'INSTITUT NATIONAL POLYTECHNIQUE DE LORRAINE

Spécialité : « Géosciences »

Fait à Vandœuvre, le 27 octobre 2008

Le Président de l'I.N.P.L.,

F. LAURENT

