

DOSSIER DE DEMANDE D'AUTORISATION ENVIRONNEMENTALE  
REDEMARRAGE DU STOCKAGE SOUTERRAIN  
DE TROIS-FONTAINES-L'ABBAYE



PIECE 4 - ÉTUDE DES INCIDENCES SOUS-SOL  
DECEMBRE 2020



SOMMAIRE

SOMMAIRE .....	3
LISTE DES FIGURES .....	5
LISTE DES TABLEAUX.....	6
CHAPITRE 1 INTRODUCTION .....	7
CHAPITRE 2 RESUME NON TECHNIQUE.....	11
CHAPITRE 3 PRESENTATION DU PROJET .....	15
1. INTRODUCTION .....	17
2. DESCRIPTION DU PROJET .....	18
<b>2.1. Le sous-sol</b> .....	18
<b>2.2. Les puits</b> .....	21
3. LES SCENARIOS D'EXPLOITATION.....	22
<b>3.1. Les scénarios d'exploitation</b> .....	22
<b>3.2. Les scénarios de phase d'arrêt d'exploitation</b> .....	23
CHAPITRE 4 ETAT INITIAL.....	25
1. LE RAPPEL DE L'EXPLORATION .....	27
2. LA PRESSION VIERGE.....	27
3. LES VOLUMES DE GAZ INITIALEMENT EN PLACE .....	27
CHAPITRE 5 ÉTAT ACTUEL .....	29
1. INCIDENCE DE L'EXPLOITATION PASSEE SUR LE VOLUME DE GAZ EN PLACE ET LA SATURATION .....	31
2. L'INCIDENCE EN PRESSION.....	33
<b>2.1. Évolution de pression observée aux puits</b> .....	33
<b>2.2. La subsidence</b> .....	37
<b>2.3. Sismicité induite</b> .....	45
CHAPITRE 6 ANALYSE DES EFFETS FUTURS.....	47
1. L'INCIDENCE SUR LE VOLUME DE GAZ EN PLACE ET LA SATURATION.....	49
2. L'INCIDENCE EN PRESSION.....	54
<b>2.1 Évolution de pression</b> .....	54
<b>2.2 La subsidence</b> .....	56

<b>2.3 Sismicité induite</b> .....	58
<b>CHAPITRE 7 EFFETS CUMULES AVEC D'AUTRES PROJETS</b> .....	59
<b>CHAPITRE 8 MESURES D'EVITEMENT - COMPENSATION</b> .....	63
1. LE DISPOSITIF DE SURVEILLANCE ACTUEL.....	65
2. LES PREVISIONS D'EVOLUTION DU DISPOSITIF .....	65
<b>CHAPITRE 9 METHODES UTILISEES</b> .....	67
<b>CHAPITRE 10 CONCLUSION</b> .....	71
<b>ANNEXES</b> .....	75
ANNEXE A : LES REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES .....	77
ANNEXE B : ETUDES ALTAMIRA - RAPPORT TECHNIQUE – ETUDE HISTORIQUE INSAR AU NORD DE ST DIZIER - ETUDES SENTINEL-1 (2015-2019), ENVISAT (2004-2010) ET ERS (1995-2000), RAPPORT ALTAMIRA, 2019.....	79
ANNEXE C : RECHERCHE D'EVENEMENTS SISMIQUES AUTOUR DU SITE DE TROIS-FONTAINES, RAPPORT INTERNE STORENGY, 2020 .....	81
ANNEXE D : TIERCE-EXPERTISE DU DOSSIER DE REDEMARRAGE DU SITE STORENGY DE TROIS-FONTAINES-L'ABBAYE (MARNE) - RAPPORT DU BRGM - OCTOBRE 2020 .....	83

**LISTE DES FIGURES**

Figure 1 : Localisation du stockage de Trois-Fontaines ..... 17

Figure 2 : Localisation du site de Trois Fontaines en bordure Est du Bassin Parisien ..... 18

Figure 3 : Coupe régionale du site de Trois-Fontaines illustrant une interprétation d’amortissement de la double faille de la Marne dans le sel du Keuper inférieur et des failles normales affectant le gisement de gaz ..... 19

Figure 4 : Coupe locale du réservoir à gaz de Trois-Fontaines-l’Abbaye ..... 20

Figure 5 : Localisation des zones isolées d’un point de vue hydrodynamique au sein du réservoir ..... 21

Figure 6 : Évolution du gaz en place dans la structure de Trois-Fontaines lors de l’exploitation passée (1984-2020) et prévisionnelle suivant les deux scénarios retenus ..... 22

Figure 7 : Saturation initiale simulée au toit du réservoir (04/12/1984) ..... 28

Figure 8 : Débits de gaz et cumulé de gaz historiques réalisés sur la structure de Trois Fontaines. .... 31

Figure 9 : Saturation en gaz simulée au toit du réservoir au 1<sup>er</sup> octobre 2019 ..... 33

Figure 10 : Pressions tête mesurées aux puits TF102, TF105, TF106, TF107, TF109, TF111, SOE2, RPN1, RPN2, AN2 (1984 – 2020) ..... 35

Figure 11 : Pressions mesurées (recalculées en condition fond) aux puits TF102, TF105, TF106, TF107, TF109, TF111, SOE2, RPN1, RPN2, AN2 (1984 – 2020) ..... 36

Figure 12 : Carte de mouvement sur la zone d’intérêt générée à partir de l’analyse SqueeSAR® des données ERS acquises en mode descendant entre le 01er avril 1995 et le 31 décembre 2000 – Issue du rapport ALTAMIRA présenté en annexe ..... 38

Figure 13 : Schéma de principe de la subsidence ..... 38

Figure 14 : Estimation de la compaction du réservoir en fonction des paramètres géomécaniques – delta de pression de 70 bars ..... 40

Figure 15 : Représentation schématique du réservoir pour le calcul de subsidence selon Geerstma 1973..... 41

Figure 16 : Cylindres représentant la zone centrale et les principales zones connectées utilisés pour le calcul de la subsidence..... 41

Figure 17 : Estimation de la subsidence maximale en fonction des paramètres géomécaniques (delta de pression de 70 bars)..... 42

Figure 18 : Estimation du profil de subsidence en surface (delta de pression de 70 bars) ..... 42

Figure 19 : Subsidence estimée depuis le début de l’exploitation du gisement - état actuel ..... 44

Figure 20 : Saturation en gaz simulée au toit du réservoir au 1<sup>er</sup> janvier 2036 (scénario de base)..... 50

Figure 21 : Saturation en gaz simulée au toit du réservoir au 1<sup>er</sup> janvier 2043 (scénario maximal) ..... 51

Figure 22 : Saturation en gaz simulée au toit du réservoir au 1<sup>er</sup> janvier 2100 (scénario de base)..... 52

Figure 23 : Saturation en gaz simulée au toit du réservoir au 1<sup>er</sup> janvier 2100 (scénario maximal) ..... 53

Figure 24 : Pressions fond statiques calculées et pressions réservoir simulées au niveau des puits TF102, TF105, TF106, TF107, TF109, TF111, SOE2, RPN1, RPN2, AN2 (1984 – 2050). .... 55

Figure 25 : Estimation de la compaction du réservoir en fonction des paramètres géomécaniques (pour une chute de pression de 140 bars)..... 56

Figure 26 : Estimation de la subsidence maximale en fonction des paramètres géomécaniques (pour une chute de pression de 140 bars)..... 57

Figure 27 : Profil de subsidence en surface estimé le long du profil « D » lors du soutirage du gaz résiduel (profil orange). Le profil obtenu pour une chute de pression de 70 bars est rappelé en pointillé bleu ..... 57

Figure 28 : Subsidence estimée depuis le début de l’exploitation du gisement – effet futur..... 58

Figure 29 : Extrait de la carte des périmètres des titres miniers d’hydrocarbures, disponible sur le site du ministère de la transition écologique et solidaire..... 61

<b>LISTE DES TABLEAUX</b>
---------------------------

<i>Tableau 1 : Gaz initialement en place par compartiment .....</i>	<i>28</i>
<i>Tableau 2 : Production historique cumulée de gaz par zone et évolution du volume en place .....</i>	<i>32</i>
<i>Tableau 3 : Propriétés géomécaniques utilisées pour l'estimation de la compaction et de la subsidence.....</i>	<i>40</i>
<i>Tableau 4 Classe de dommage en fonction de la pente – critères AFTES.....</i>	<i>43</i>
<i>Tableau 5 : Production cumulée de gaz par zone et évolution du volume en place pour les deux scénarios retenus .....</i>	<i>49</i>

# Chapitre 1

## INTRODUCTION



La présente étude concerne le sous-sol impacté par le nouveau type d'activité du stockage souterrain de Trois Fontaines.

La présentation de la démarche et des résultats suit le plan type d'une étude d'incidence, en présentant l'état initial, l'état actuel et l'état futur de la structure en lien avec le projet d'exploitation proposé et en adaptant son contenu aux thématiques du sous-sol.

Cette étude présente l'ensemble des données, les scénarios d'exploitation retenus et les résultats des simulations réalisées.

La présente étude a été réalisée sous la responsabilité de Storengy, amodiataire de la concession de Trois Fontaines et titulaire de l'arrêté d'exploitation du stockage au titre du code de l'environnement (réglementation des ICPE).

Une tierce expertise de cette étude a été réalisée par le BRGM. Les compléments apportés pour prendre en compte les résultats de la tierce expertise sont spécifiés dans le document *en italique* et précédés de la mention (*Prise en compte de la tierce-expertise BRGM*).



## Chapitre 2

# RESUME NON TECHNIQUE



Une étude d'incidence sous-sol a été réalisée pour examiner les effets de l'exploitation envisagée, à savoir le soutirage d'une partie du gaz contenu dans le réservoir du stockage de Trois-Fontaines l'Abbaye.

Le réservoir de stockage se situe à 1700 m environ sous la surface du sol. Il est constitué de différents compartiments qui ne communiquent que faiblement entre eux.

Les deux effets potentiels examinés dans cette notice, sont la subsidence, c'est-à-dire la création d'une cuvette d'affaissement à la surface du sol et la possibilité de microséismes induits par les différences de pression dans le réservoir entre les compartiments.

Pour ce qui concerne l'estimation de la subsidence, deux approches ont été prises :

- Une observation des phénomènes déjà enregistrés dans le passé lors de la production du réservoir. Cette approche a consisté en l'interprétation de données satellitaires radar ;
- Une modélisation géomécanique qui a reproduit les effets passés et prévus les effets futurs.

Ces deux approches sont concordantes et confirment un effet très faible : 10 à 15 mm en cumulé . Cet effet ne pourra en aucun cas produire des pentes susceptibles d'endommager des ouvrages.

Néanmoins Storengy procédera tous les 5 ans à une campagne de suivi.

Pour ce qui concerne les séismes induits, il faut d'abord noter que le site est dans une zone de sismicité naturelle faible. Ce fait a été confirmé par l'examen des données historiques et des enregistrements des géophones des réseaux existants : aucun séisme sur la zone n'a été ressenti . Il n'est pas impossible que l'exploitation conduise à des microséismes. Comme il est difficile de prévoir ces phénomènes par modélisation, un réseau de géophones dédiés sera mis en place sur le site pour enregistrer ces micro-événements. L'exploitation de ces mesures et les conséquences à en tirer seront définies avec les autorités.

Il faut noter que la DREAL a souhaité confier au BRGM une tierce expertise de la présente notice. Storengy a pris en compte les conclusions de cette tierce expertise et s'est engagé à mettre en œuvre les moyens de suivi recommandés par le BRGM.

Par ailleurs concernant l'impact de ce projet de soutirage sur le projet voisin de CIGEO (projet de stockage de déchets radioactifs, à Bure, à plus de 30km), le BRGM a confirmé que toute incidence concernant l'aléa subsidence est exclue, et que les potentiels incidences concernant l'aléa sismique devraient être largement couverts par ceux pris en compte par CIGEO pour le dimensionnement de leurs installations.



## Chapitre 3

# PRESENTATION DU PROJET



## 1. INTRODUCTION

L'étude d'incidence sous-sol prend en compte les incidences potentielles sur le sous-sol liées à la poursuite de l'exploitation du site de Trois Fontaines, qui se traduirait par la poursuite du soutirage du gaz actuellement encore en place au sein de la structure. Elle intègre également une période de 60 ans environ après l'arrêt définitif de l'exploitation envisagée.

Le contexte de ces études ainsi que le scénario d'exploitation retenu dans le cadre de l'évaluation des calculs d'incidence sont décrits dans une première partie.

L'état initial du réservoir, à la date de découverte du gisement, est présenté dans une seconde partie.

Les résultats concernant les incidences actuelles et futures en pression et en saturations sont présentés dans les parties suivantes.

La structure de Trois Fontaines est située dans la région Grand Est, à la jonction des départements de la Marne, de la Haute Marne et de la Meuse à environ 10 km au Nord-Est de Saint-Dizier (Figure 1).

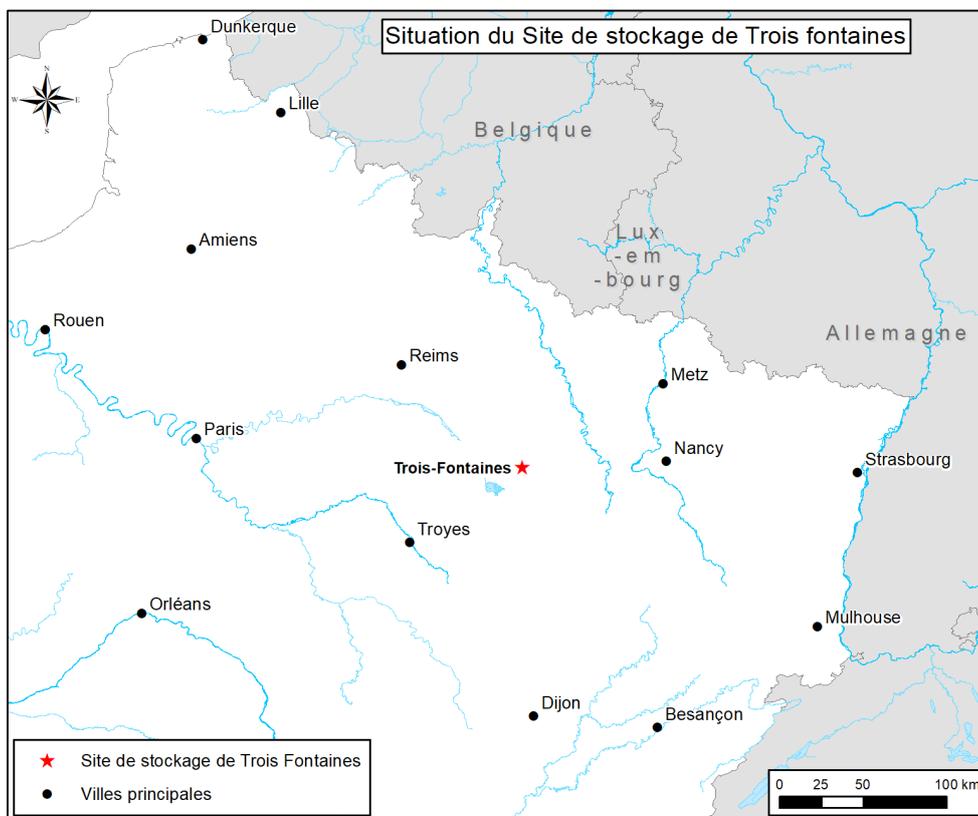


Figure 1 : Localisation du stockage de Trois-Fontaines

## 2. DESCRIPTION DU PROJET

### 2.1. Le sous-sol

#### 2.1.1. Contexte général

Le site de Trois-Fontaines, en bordure Est du Bassin Parisien, est localisé à 10 km au nord-est de Saint-Dizier (Figure 2). Le réservoir à gaz est situé dans les grès de l'Anisien supérieur, dans le Muschelkalk moyen (Trias moyen). La couverture est constituée des dépôts imperméables du Muschelkalk supérieur au Lias (Jurassique inférieur). Le jeu des failles normales et les lithologies argileuses et calcaires des dépôts latéraux du Muschelkalk assurent le piégeage du gaz. Le puits TF102, foré en 1982 a permis la découverte de ce gisement.

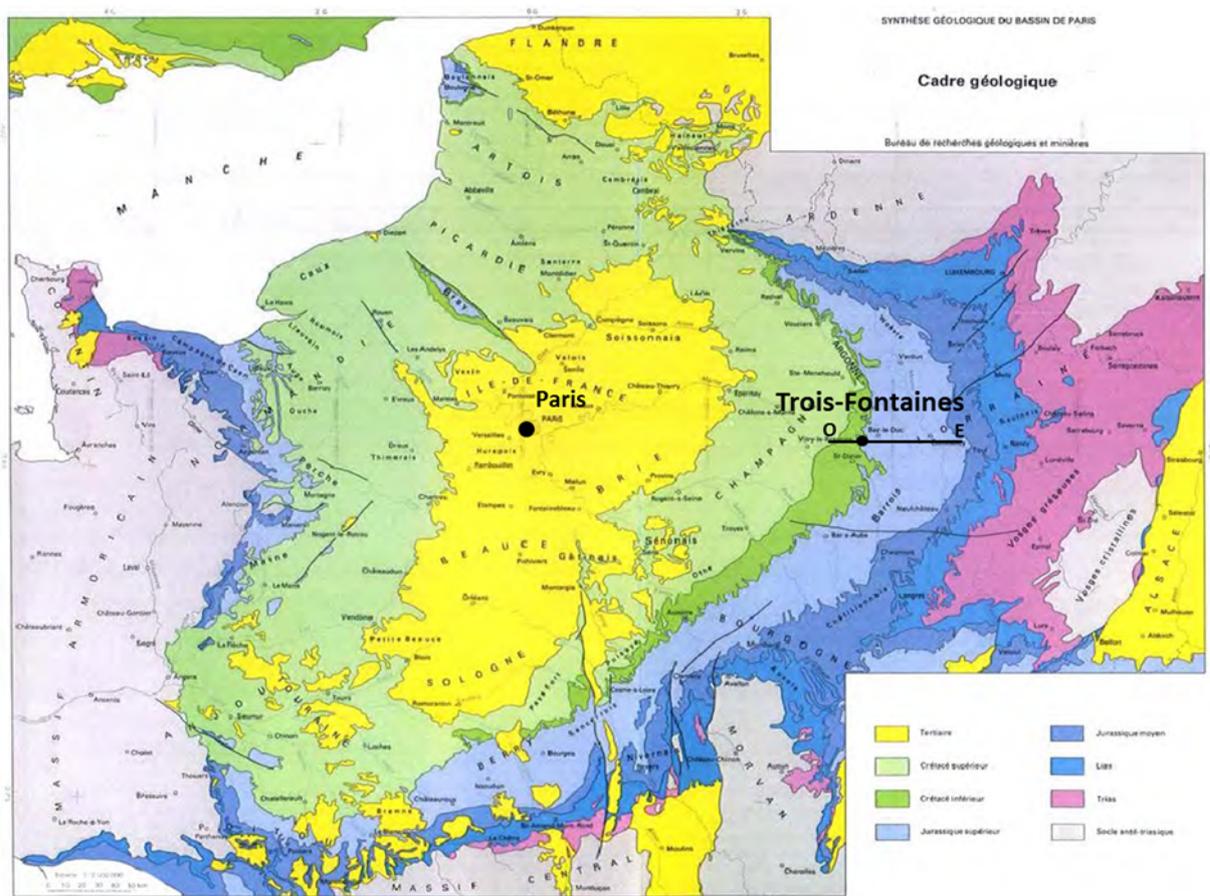


Figure 2 : Localisation du site de Trois Fontaines en bordure Est du Bassin Parisien  
(Source : fond de carte BRGM)

Note : La coupe « est-ouest » figurant sur la carte de la Figure 2 est détaillée en Figure 3.

L'apex du toit du réservoir en gaz est situé à 1420m sous le niveau de la mer, soit à 1626m sous le sol, au droit du puits TF106. Le contact eau-gaz initial étant situé 1510m sous le niveau de la mer, la fermeture structurale du piège est de l'ordre de 90m.

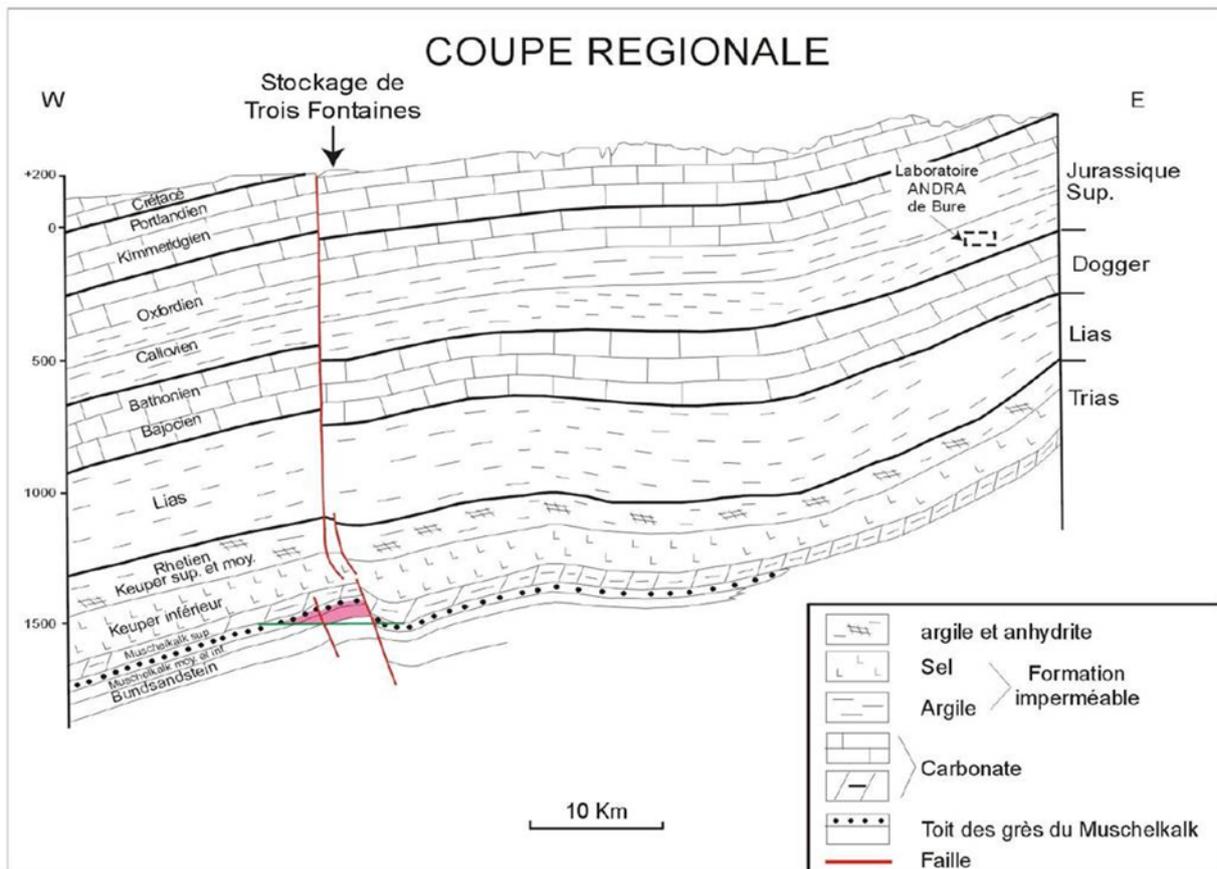


Figure 3 : Coupe régionale du site de Trois-Fontaines illustrant une interprétation d'amortissement de la double faille de la Marne dans le sel du Keuper inférieur et des failles normales affectant le gisement de gaz

### 3.1.2. La forme structurale

D'un point de vue structural, la partie nord du réservoir est caractérisée par des failles normales de direction N040 et N130 (conjuguées) tandis que les failles de la partie sud sont de direction nord-sud (

Figure 5).

D'un point de vue hydrodynamique, 6 zones sont individualisées:

- Une zone centrale où se trouvent les puits d'exploitation du stockage ;
- Une zone centrale, au-delà de la faille de la Marne, non exploitée ;
- Une zone Nord ;
- Une zone comprenant les puits SOE2 et AN2, connectée à la zone centrale ;
- Et une zone Sud que l'on peut diviser elle-même en deux, de part et d'autre de la faille de la Marne en une zone RPN1 et une zone RPN2.

La faille de la Marne est donc responsable d'une division du réservoir Central en 2 compartiments indépendants. Aucune faille ne sépare le réservoir de la zone Nord et des zones centrales. Cette compartimentation est due à une évolution latérale de la qualité du réservoir. Enfin, une communication est possible entre la zone Sud et la zone « SOE2 et AN2 », à la faveur d'une faille de direction N-S.

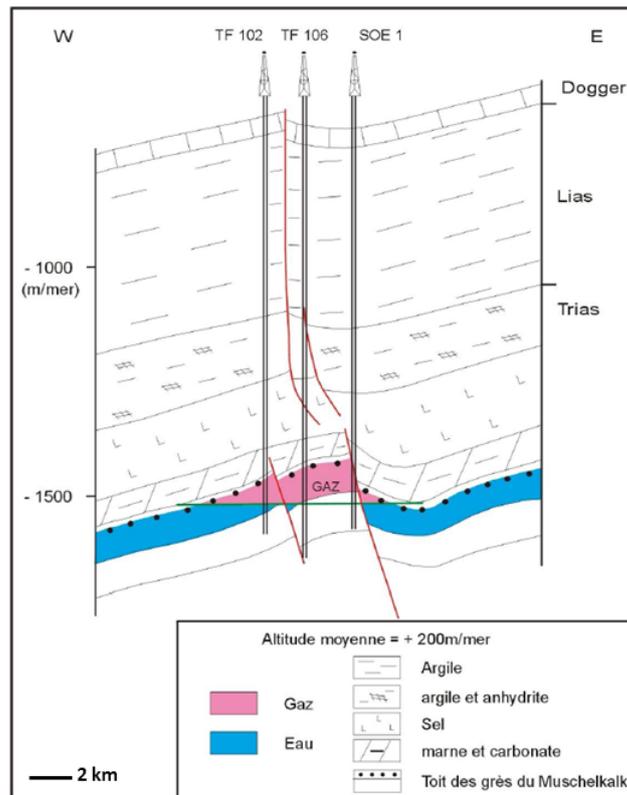


Figure 4 : Coupe locale du réservoir à gaz de Trois-Fontaines-l'Abbaye

Le piège du réservoir est mixte et assuré par le jeu des failles normales post-sédimentaires, qui mettent le réservoir central en contact avec des formations salifères imperméables sur la partie Est, et par l'extension latérale et verticale du réservoir gréseux limité par les dépôts argileux et calcaires du Muschelkalk. Ce réservoir est donc globalement isolé. De plus, la seule présence initiale de gaz au sein de ce gisement atteste de la bonne qualité de sa couverture et de son piège.

Par ailleurs, la pression vierge de l'accumulation de gaz était de 175 bars environ à la cote de référence de -1477m sous le niveau de la mer (soit environ 1680 m sous le niveau du sol). Elle était donc significativement au-dessus de la pression hydrostatique (environ 7 bars). Cette observation confirme l'hypothèse d'une couverture de bonne qualité au niveau de la structure.

La pression actuelle varie suivant les compartiments. Elle est actuellement de l'ordre de 110 bars au fond dans le compartiment central.

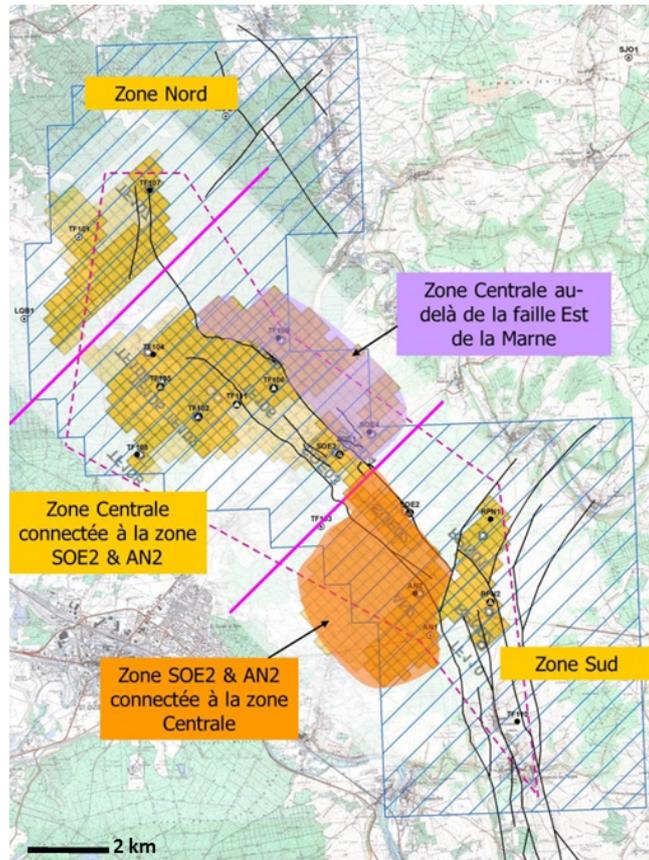


Figure 5 : Localisation des zones isolées d'un point de vue hydrodynamique au sein du réservoir

### 3.1.3. Le contexte lithostratigraphique

La couverture est constituée des dolomies argileuses du Muschelkalk supérieur, sur une épaisseur de 10m à 20m et dont la perméabilité est inférieure à 0.1 mD et les pressions de déplacement supérieures à 120 bars, ce qui signifie que la pression du réservoir pourrait excéder de 120 b la pression hydrostatique.

Les dolomies et argilites de la Lettenkhole assurent une couverture supplémentaire dont la perméabilité moyenne vaut 0.2mD et les pressions de déplacement sont supérieures à 150 bars (tests secs).

Enfin, une dernière couverture est fournie par les dépôts de sel du Keuper inférieur, l'anhydrite du Keuper supérieur et les argilites du Rhétien et du Lias (Jurassique inférieur). L'épaisseur de cette dernière couverture Triasique seule vaut 240m, dont 75m de série salifère du Keuper inférieur.

Le réservoir gréseux est composé d'un empilement de chenaux fluviaux anastomosés. L'épaisseur utile du réservoir est d'environ 15 à 20m pour une épaisseur totale de 45m. La perméabilité varie entre 1mD et 50mD, pour une valeur moyenne autour de 10mD. La porosité utile varie de 5 à 15% avec une valeur moyenne autour de 10%.

## 2.2. Les puits

La nomenclature de numérotation des puits est la suivante :

- Les 2 lettres « TF » caractérisent la structure de Trois Fontaines-l'Abbaye ;
- Les 3 lettres « SOE » se réfèrent à la commune de Sommellonne ;
- Les 3 lettres « RPN » se réfèrent à la commune de Rupt-aux-Nonains ;
- Les 2 lettres « AN » se réfèrent à la commune d'Ancerville ;

- Les 2 derniers chiffres du numéro de puits caractérisent l'emplacement du puits.

Il existe à l'heure actuelle :

- 5 puits d'exploitation (SOE3, TF102, TF105, TF106 et TF111) ;
- 10 puits de surveillance (TF104, TF108, TF109, SOE2, RPN1, RPN2, AN2, SOE 4, TF107 et TF110) qui servent à contrôler les évolutions de pressions et de saturations au sein du réservoir. Il est à noter que parmi ces puits, 2 puits sont ici considérés dans l'un des deux scénarios d'exploitation présentés, qualifié de maximal, comme pouvant participer au soutirage du gaz restant : SOE2 et RPN2.

### 3. LES SCENARIOS D'EXPLOITATION

Il est important de préciser que les scénarios d'exploitation et d'arrêt de l'exploitation correspondent à une hypothèse de travail qui permet d'évaluer au mieux les incidences de l'activité sur la structure et ne sauraient être un engagement vis-à-vis de l'exploitation future du site.

#### 3.1. Les scénarios d'exploitation

Au-delà de l'exploitation effectivement réalisée de 1981 à 2020, deux scénarios de soutirage ont été retenus pour l'évaluation des incidences de l'exploitation future sur la structure de Trois-Fontaines (Figure 6) :

- Un scénario de base de soutirage du gaz restant avec les seuls puits d'exploitation actuels (SOE3, TF102, TF105, TF106 et TF111) ; dans ce scénario, l'exploitation s'arrête en 2036 après le soutirage de 970 millions de m<sup>3</sup>(n) de gaz. Ce scénario correspond au projet présenté dans le dossier de porter à connaissance car il correspond au projet en cours d'étude ;
- Un scénario de soutirage, optionnel, qualifié de maximal avec le renfort, au bout de 3 années d'exploitation, de deux puits additionnels (SOE2 et RPN2) actuellement considérés comme puits de surveillance, qui seraient reconvertis en puits d'exploitation ; dans ce scénario, l'exploitation s'arrête en 2042 après le soutirage de 1680 millions de m<sup>3</sup>(n) de gaz. Ce scénario est plus incertain que le précédent mais permet de présenter l'incidence la plus importante du projet de remise en service du site. Ce scénario s'il était étudié ferait l'objet de démarches administratives supplémentaires pour être autorisé.

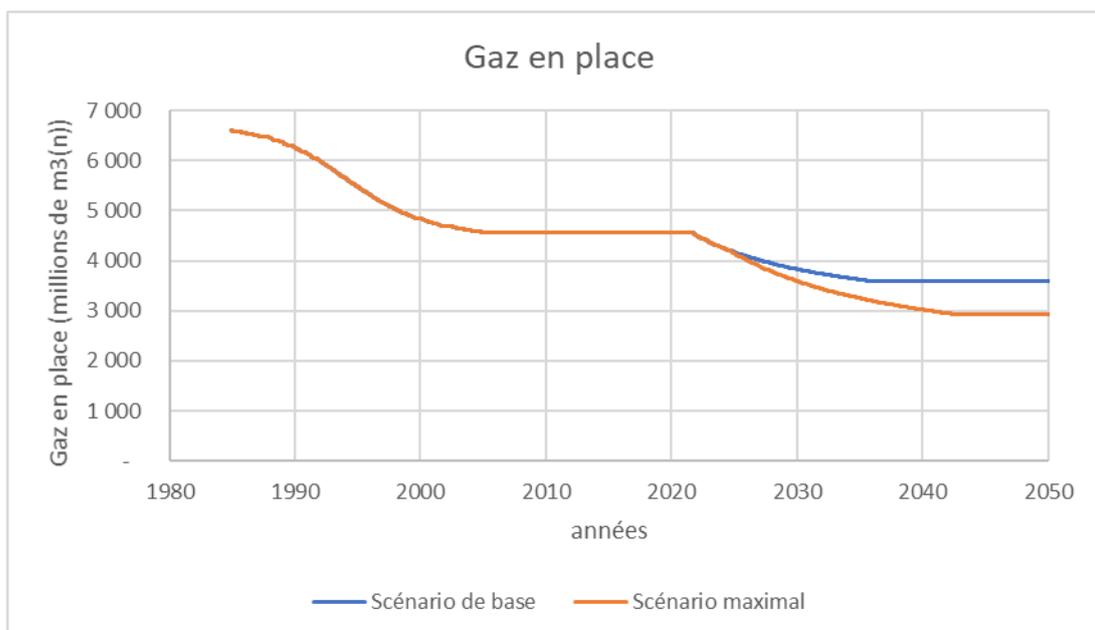


Figure 6 : Évolution du gaz en place dans la structure de Trois-Fontaines lors de l'exploitation passée (1984-2020) et prévisionnelle suivant les deux scénarios retenus

Ce soutirage est simulé avec les paramètres suivants :

- Le soutirage reprend le 1<sup>er</sup> septembre 2021. Chaque année, le soutirage est arrêté pendant les mois de juillet et d'août pour des raisons de maintenance de l'installation ;
- La « pression fond minimale » au droit des puits d'exploitation est dépendante des caractéristiques des installations de surface en lien direct avec les puits et en particulier des unités de compression. En effet, il est nécessaire que le gaz envoyé sur le réseau de transport ait une pression proche de 70 bars. Suite à la mise en place des installations de surface, il a été déterminé que la pression d'aspiration des compresseurs pouvait atteindre 17 bars au minimum. Cette dernière valeur a été retenue dans les calculs.

### 3.2. Les scénarios de phase d'arrêt d'exploitation

Pour répondre aux besoins de l'estimation des incidences, les calculs ont été basés sur le scénario explicité ci-après.

La phase d'arrêt de l'exploitation considérée dans les études menées pour le présent dossier démarre à la fin de l'exploitation, soit en 2036 pour le scénario de base et en 2042 pour le scénario maximal et se termine en 2100 pour les deux scénarios. Plusieurs raisons ont motivé le choix de cette période.

Elle permet d'obtenir :

- Un scénario à l'échelle humaine ;
- L'assurance d'avoir des restitutions liées à la modélisation plus fiables et plus réalistes, car les hypothèses à considérer sur cette échelle de temps sont jugées réalistes.

Il n'a pas été retenu d'étudier des scénarios à très long terme, de 5 000, voire même 10 000 ans. En effet, sur de tels intervalles de temps, les conditions climatiques, hydrologiques et hydrogéologiques sont susceptibles de changer de façon notable et donc de modifier les conditions aux limites du modèle d'écoulement dans les milieux poreux. Il n'est donc pas réaliste de présenter des résultats pour lesquels l'intégration de l'évolution des phénomènes sur ces durées serait très nettement incomplète et aboutirait à des résultats purement spéculatifs.



## Chapitre 4 ETAT INITIAL



## 1. LE RAPPEL DE L'EXPLORATION

Le gisement de Trois-Fontaines a été découvert en 1982 par la société Eurafrep suite au forage du puits TF102. Sa mise en production a commencé à la fin de l'année 1984. L'appréciation et le développement du site s'est par la suite poursuivi par le forage de nouveaux puits et par l'acquisition de données sismiques 2D et 3D (1995). On peut ainsi noter le forage des puits :

- TF104 et TF105 (1983) ;
- AN2 (1985) ;
- TF106 (1986) ;
- SOE2, SOE3, SOE4, RPN1 (1987) ;
- RPN2 (1989) ;
- TF107 (1990) ;
- TF108 (1995) ;
- TF109 et TF111 (1997) ;
- TF110 (1998).

Storengy (Gaz De France à l'époque) devient titulaire de la concession en 1995.

La production du site prend fin en 2006 après la production de 2044 millions de m<sup>3</sup>(n) de gaz. Des installations de surface sont alors mises en place en vue de convertir le site en stockage de gaz. Ces installations ont été finalisées et validées en 2011.

## 2. LA PRESSION VIERGE

La pression vierge, c'est-à-dire la pression du réservoir rencontrée à l'état naturel, avant toute exploitation, a été déterminée sur les puits forés avant le début de la production sur la structure de Trois Fontaines en décembre 1984.

Elle était de 175 bars à la cote de référence de -1477 m/mer.

## 3. LES VOLUMES DE GAZ INITIALEMENT EN PLACE

Le contact gaz-eau initial a été estimé sur la base des résultats au forage des premiers puits de la structure, à -1510 m/mer. Il n'a pas été observé de décalage pour le contact initial entre les différents compartiments .

Le gaz initialement en place est estimé à 6595 millions de m<sup>3</sup>(n), répartis sur l'ensemble des compartiments de la structure de Trois-Fontaines. Il est à noter que cette estimation, de par les méthodes d'estimation et les paramètres associés, présente une certaine incertitude. Le Tableau 1 ci-dessous présente les estimations de volume de gaz initialement en place dans le cas le plus probable par compartiment. Cette estimation pourrait notamment être re-précisée au cours des opérations de soutirage du gaz restant.

Tableau 1 : Gaz initialement en place par compartiment

Compartiment	Gaz initialement en place
	millions de m3(n)
Zone centrale connecté à la zone AN2 et SOE02	3023
Zones AN2 et SOE02	795
Zone Sud	1048
Zone Nord	282
Zone Centrale au dela de la faille de la Marne	1447
<b>Total</b>	<b>6595</b>

Le gaz initialement en place est composé d'environ 76% de méthane. Il présente naturellement une quantité importante d'azote (environ 22%). Ce point explique la relative faiblesse du pouvoir calorifique de ce gaz : environ 8.9 kWh/m3(n).

La Figure 7 ci-dessous présente une carte de saturation initiale au toit du réservoir.

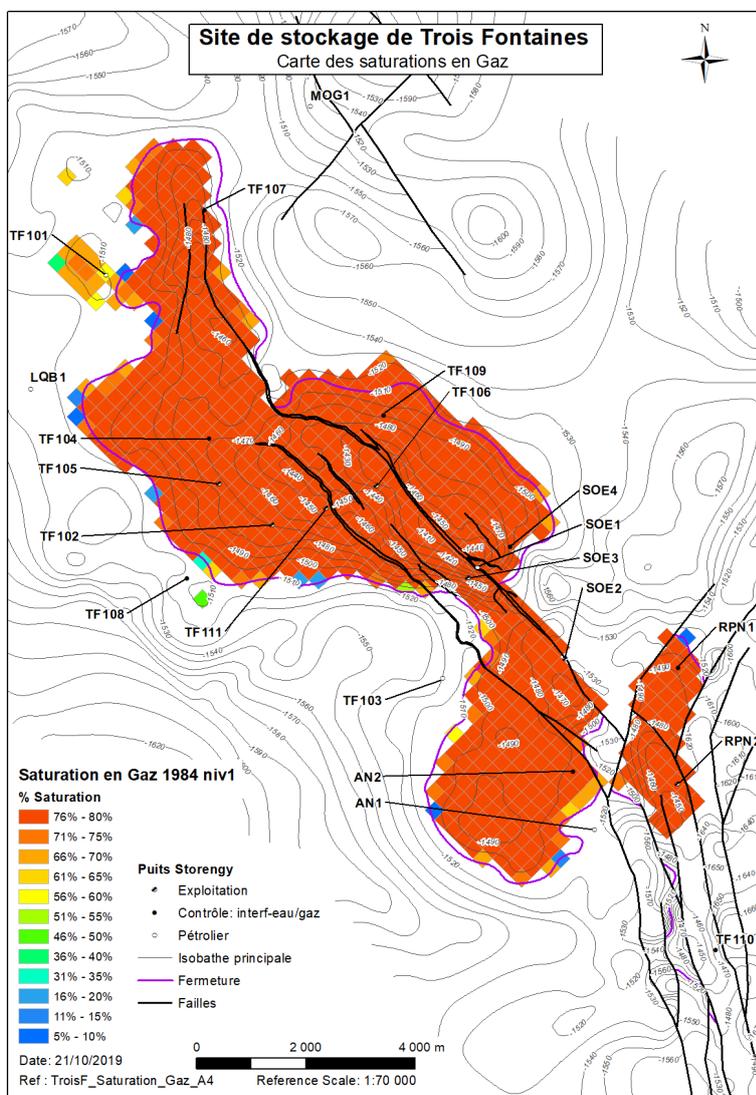


Figure 7 : Saturation initiale simulée au toit du réservoir (04/12/1984)

## Chapitre 5 ÉTAT ACTUEL



Entre 1984 et 2006, le site de Trois Fontaines a produit 2044 millions de m<sup>3</sup>(n) de gaz. Par ailleurs, suite à la conversion du site en stockage et la mise en place d'installations de surface associées, un test d'injection/soutirage a été réalisé au cours de la campagne 2010/2011. Au cours de ce test, 8 millions de m<sup>3</sup>(n) de gaz ont été injectés et 2 millions de m<sup>3</sup>(n) ont été soutirés, soit une injection nette de 6 millions de m<sup>3</sup>(n), comme indiqué dans le rapport annuel concernant l'injection 2011 et le soutirage 2011/12 transmis à la DREAL.

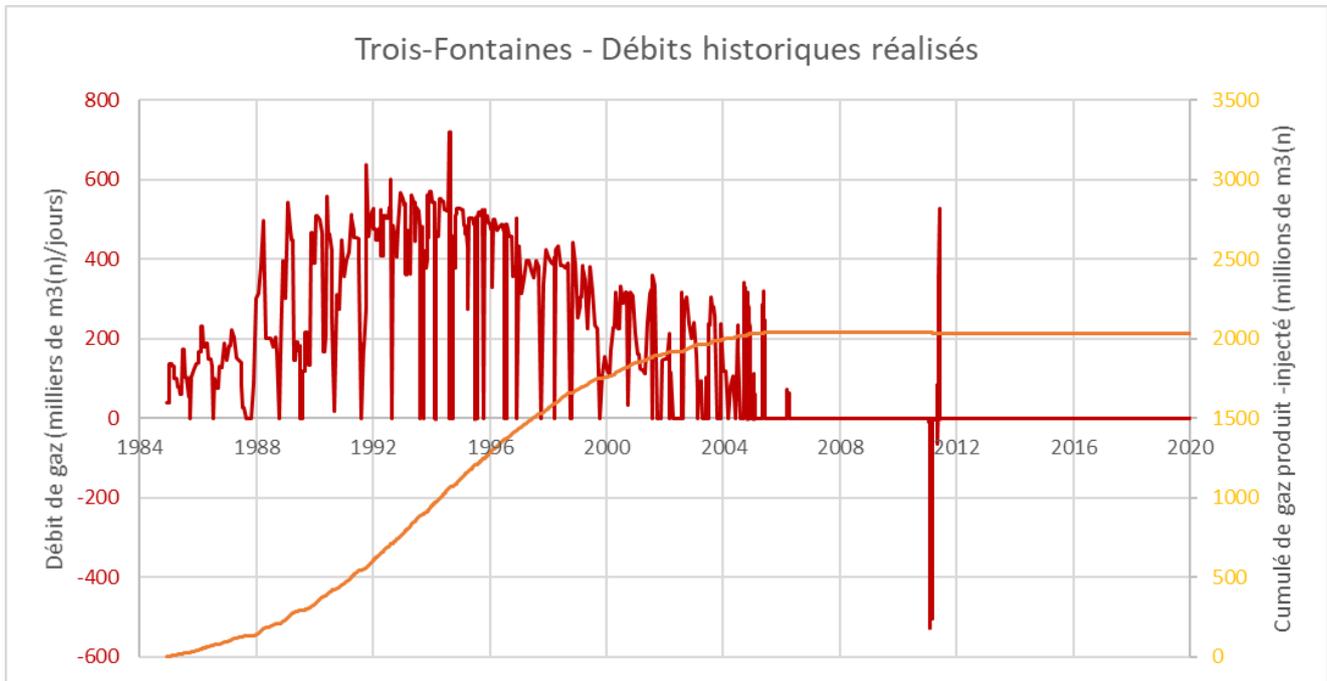


Figure 8 : Débits de gaz et cumulé de gaz historiques réalisés sur la structure de Trois Fontaines. Sur la figure ci-dessus, les débits négatifs indiqués correspondent à des débits d'injection. Le cumulé présenté correspond à la somme des débits produits auxquels ont été retranchés les volumes injectés.

Cette exploitation de la structure de Trois-Fontaines induit sur le sous-sol, et en particulier dans les réservoirs exploités, une incidence sur la saturation en gaz ainsi que sur le régime de pression.

L'incidence en pression aurait pu elle-même induire une incidence en termes de subsidence et éventuellement, en terme de sismicité induite. Ces incidences éventuelles sont développées dans les chapitres suivants.

## 1. INCIDENCE DE L'EXPLOITATION PASSEE SUR LE VOLUME DE GAZ EN PLACE ET LA SATURATION

Le *Tableau 2* ci-dessous présente la répartition de cette production cumulée par zone ainsi que l'évolution du gaz en place global et par zone.

La quantité de gaz en place a été estimée par la modélisation dynamique en prenant en compte les transferts entre zones, les compartiments étant simulés comme étant en légère communication les uns avec les autres (les transferts de gaz vont bien sûr des zones non exploitées aux zones exploitées).

La modélisation prend aussi en compte le fait que la compartimentation du gisement, bien que très marquée, n'est sans doute pas totale. En effet, les observations menées pendant la période d'exploitation réduite semblent le prouver, comme indiqué dans le bilan d'exploitation réduite réalisé conformément à l'article 10 de l'arrêté inter préfectoral du n°2014-APR-77-IC, et fourni en novembre 2017.

Remarque : on peut noter que les puits TF103, TF108, TF109, TF110, AN2 n'ont pas donné lieu à des productions commerciales de gaz.

Tableau 2 : Production historique cumulée de gaz par zone et évolution du volume en place

Compartiment / zone	Puits	Cumulé produit - injecté (1984 - 2019)	Gaz initialement en place	Gaz en place actuel
Zone centrale connecté à la zone AN2 et SOE02	TF102	1 327	3 023	1 825
	TF106			
	SOE03			
	TF105			
	TF111			
	TF104			
Zones AN2 et SOE02	SOE02	301	795	460
Zone Sud	RPN02	375	1 048	684
	RPN01			
Zone Nord	TF107	30	282	187
Zone Centrale au dela de la faille de la Marne		-	1 447	1 406
<b>Total</b>		<b>2 034</b>	<b>6 595</b>	<b>4 561</b>

La Figure 9 présente la carte de saturation en gaz au toit du réservoir calculée au 1er octobre 2019. On peut observer qu'en termes de variations de saturation<sup>1</sup>, l'évolution est relativement peu marquée par rapport à la figure initiale (Figure 7). Cette faible variation est interprétée comme étant en lien avec la faible connexion de la structure avec un aquifère actif. Le soutirage se traduit sur la structure principalement par un abaissement de la pression, comme montré au paragraphe 2 ci-dessous.

<sup>1</sup> La saturation en gaz est la proportion de l'espace poreux de la roche réservoir envahie par le gaz, l'autre partie étant ici occupée par de l'eau. Elle est exprimée en pourcentage.

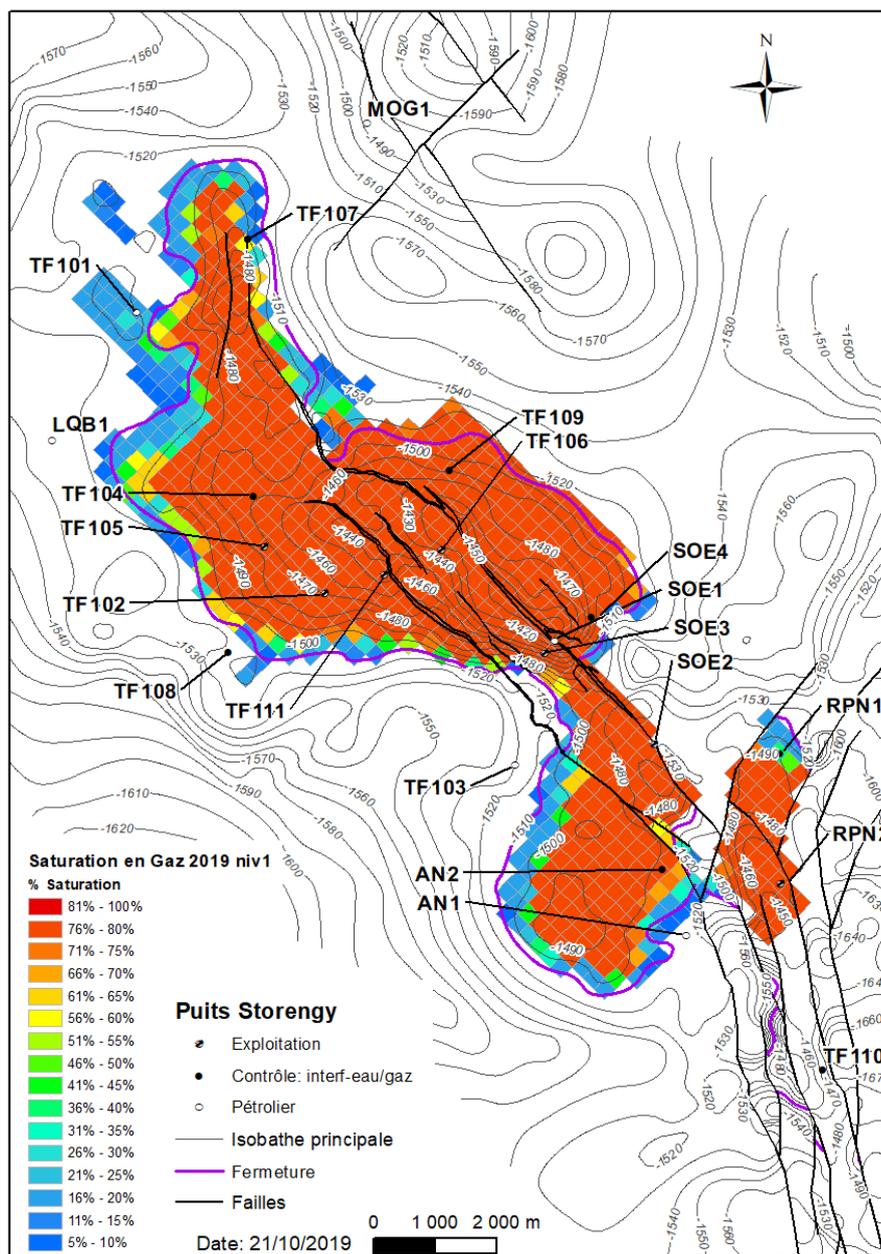


Figure 9 : Saturation en gaz simulée au toit du réservoir au 1<sup>er</sup> octobre 2019

## 2. L'INCIDENCE EN PRESSION

### 2.1. Évolution de pression observée aux puits

Les pressions des puits d'exploitation et de surveillance ont été mesurées de manière régulière pendant la phase d'exploitation passée du site. Depuis la fin de la production, ces mesures sont plus espacées, en lien avec la faible évolution des pressions et conformément aux consignes d'exploitation échangées avec la DREAL.

Remarque : les mesures de pression sont effectuées en tête des puits (Figure 10). Par la suite, un calcul est réalisé pour estimer les pressions à la cote de référence de -1477 m/mer, afin qu'elles soient représentatives de la pression du réservoir (pressions dites « au fond »). Par ailleurs, sur la Figure 11, aux puits d'exploitation, seules les pressions jugées représentatives de la pression du réservoir (pression statique) ont été sélectionnées afin de mieux illustrer l'évolution de la pression régnant dans le réservoir au niveau des différents compartiments.

Excepté en Figure 10, l'ensemble des pressions présentées dans ce dossier correspondent à des pressions au fond.

Sur la Figure 11 sont représentées :

- L'évolution de la pression aux puits d'exploitation (TF102, TF105, TF106, TF111) ;
- L'évolution de la pression aux anciens puits d'exploitation gardés au titre de la surveillance de la pression (TF107, RPN01, RPN02, SOE2) ;
- Les pressions de certains puits de surveillance périphériques (TF109, AN2).

L'ensemble des pressions présentées permet de donner une image de la compartimentation et de l'évolution de la pression au sein des différents compartiments :

- Dans le compartiment central (TF102, TF105, TF106, TF111), la pression chute de manière importante au cours de l'exploitation (1984 – 2006) pour atteindre des valeurs proches de 100 bars. Suite à l'arrêt du soutirage, la pression est lentement remontée vers 110 bars environ. Remarque : les puits TF104, TF108, et SOE3, non représentés ici, font également partie de ce compartiment ;
- Les compartiments des puits SOE2, AN2 et RPN2 montrent des évolutions de pressions similaires au compartiment central. Ces compartiments sont considérés comme étant en communication plus ou moins directe et plus ou moins avérée avec le compartiment central. Dans le cas du puits AN2 et du compartiment qu'il représente, sa communication avec un autre compartiment est évidente : la chute de pression observée au puits alors que le puits n'a jamais soutiré de gaz ne peut s'expliquer sinon ;
- Les compartiments Nord (TF107) et RPN1 ont fait l'objet d'un soutirage, l'évolution de pression observée aux puits correspondants suggère que la communication est inexistante ou très faible avec les autres compartiments. Ainsi, les pressions têtes relevées récemment suggèrent des pressions fond de l'ordre de 145 à 175 bars, ce qui est nettement plus élevé que dans le compartiment central.
- La zone centrale au-delà de la faille de Marne n'a pas fait l'objet d'un soutirage. La pression fond relevée sur les puits correspondants (TF109, SOE4), quasi constante depuis le début de l'exploitation de la structure, témoigne d'une communication faible à inexistante avec les autres compartiments. La faille de la Marne semble donc être une barrière étanche.

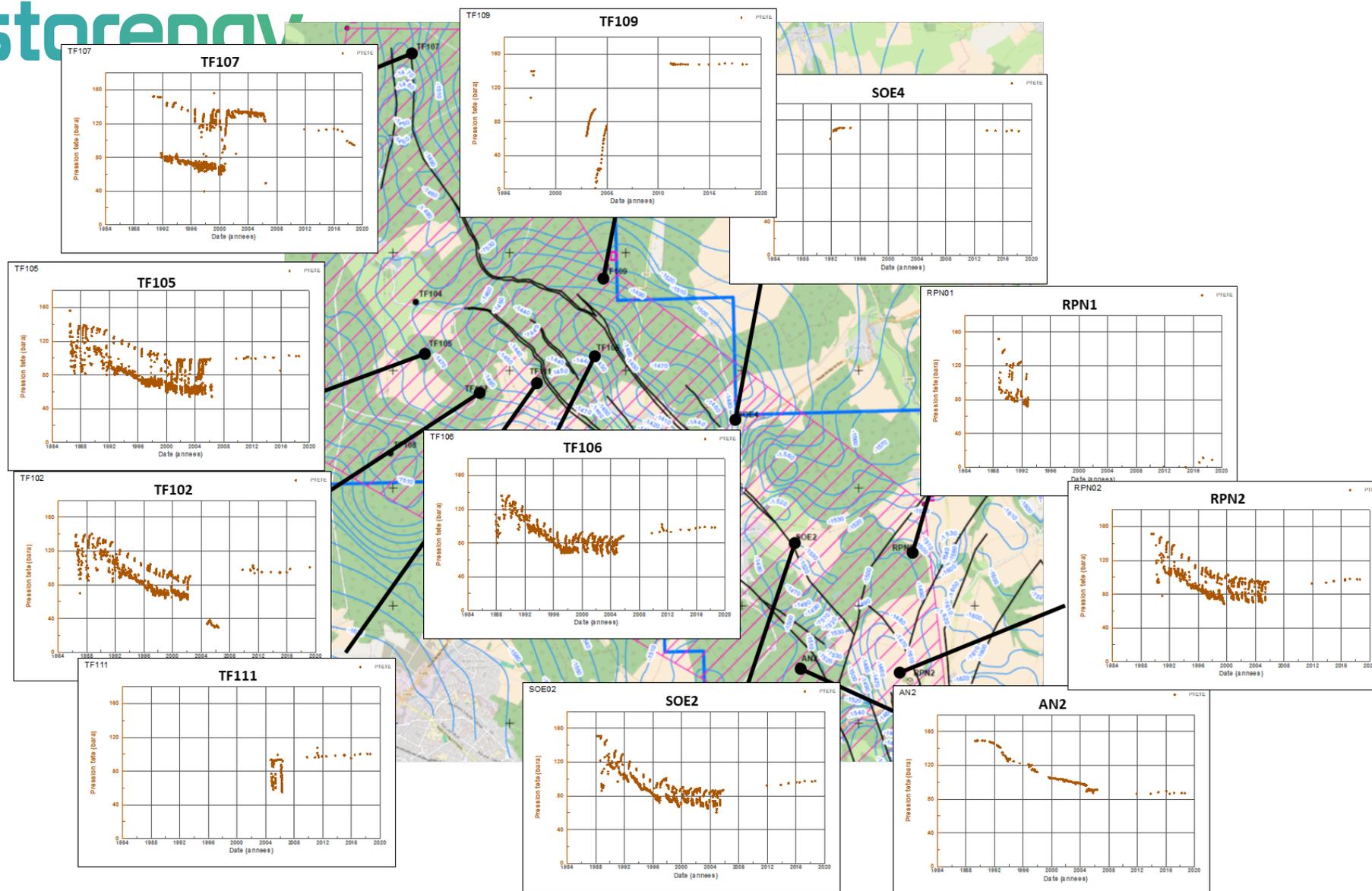


Figure 10 : Pressions tête mesurées aux puits TF102, TF105, TF106, TF107, TF109, TF111, SOE2, RPN1, RPN2, AN2 (1984 – 2020)

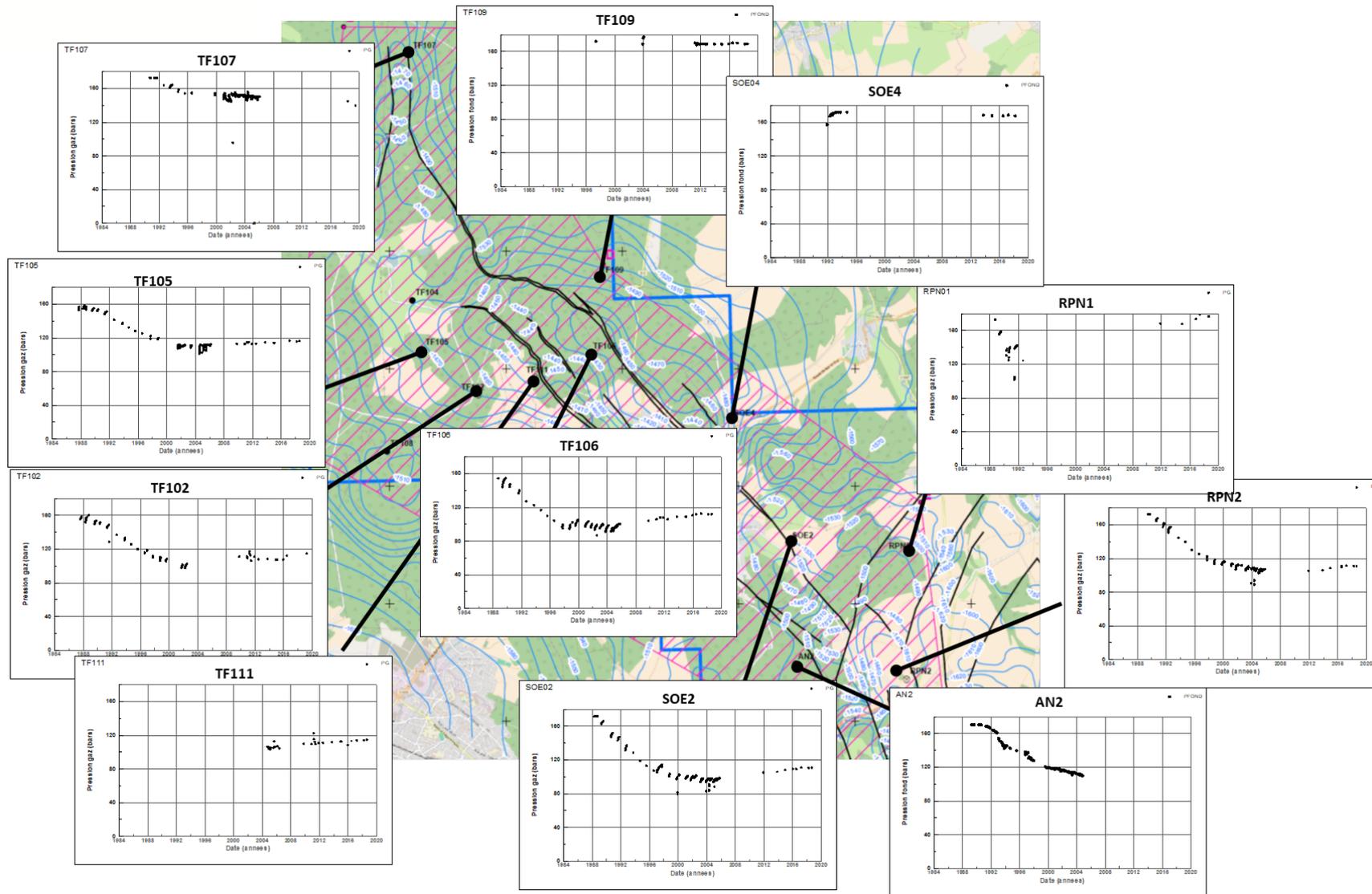


Figure 11 : Pressions mesurées (recalculées en condition fond) aux puits TF102, TF105, TF106, TF107, TF109, TF111, SOE2, RPN1, RPN2, AN2 (1984 – 2020)

## 2.2. La subsidence

### 2.2.1. Mesures historiques par interférométrie radar

La subsidence est la variation topographique du sol créant une cuvette d'affaissement. Le phénomène peut être estimé sur la base de mesure d'interférométrie radar permettant de donner une estimation de la déformation du sol grâce aux données enregistrées par des satellites de type SAR (Synthetic Aperture RADAR).

Dans la zone de Trois Fontaines, les données d'interférométrie sont disponibles à partir de 1995. Elles ne permettent donc pas de se référer à l'état initial du gisement (antérieur à 1995) mais permettent d'évaluer une éventuelle déformation que le sol aurait présenté sur une période significative du soutirage historique de la structure (voir la *Figure 8* page 31 rappelant les débits historiques réalisés sur la structure).

Ces mesures et leur interprétation (présentée en Figure 12 ci-dessous), réalisées à la demande de Storengy par ALTAMIRA, société externe compétente et indépendante, suggèrent qu'aucune déformation significative n'a eu lieu dans la zone du stockage. En effet les déplacements déduits de ces mesures ne présentent aucune tendance nette. La dispersion statistique des valeurs de déplacement n'excède pas 10 mm, ce qui correspond à l'intervalle d'incertitude de la mesure et de l'interprétation.

Le rapport complet d'interprétation de la société ALTAMIRA est disponible en annexe B.

L'absence de déformation notable historique atteste ainsi que l'approche théorique présentée ci-dessous peut être considérée comme une approche maximisant l'incidence en terme de subsidence.

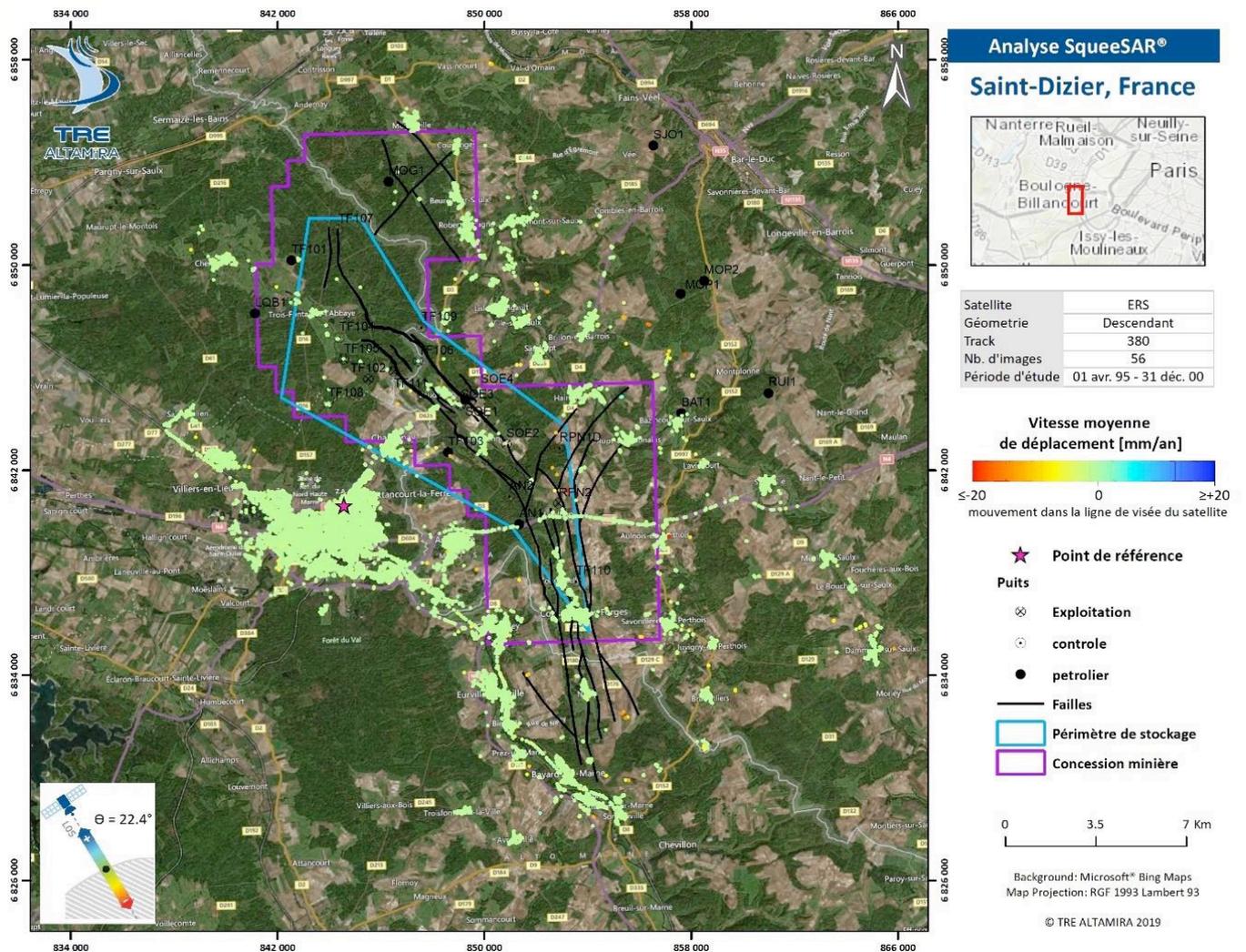


Figure 12 : Carte de mouvement sur la zone d'intérêt générée à partir de l'analyse SqueeSAR® des données ERS acquises en mode descendant entre le 01er avril 1995 et le 31 décembre 2000 – Issue du rapport ALTAMIRA présenté en annexe

### 2.2.2. Approche théorique

Lorsque la pression baisse au sein du réservoir, on observe un tassement du réservoir, appelée compaction. La déformation du réservoir peut induire elle-même une déformation des couches sus-jacentes jusqu'en surface, appelée subsidence.

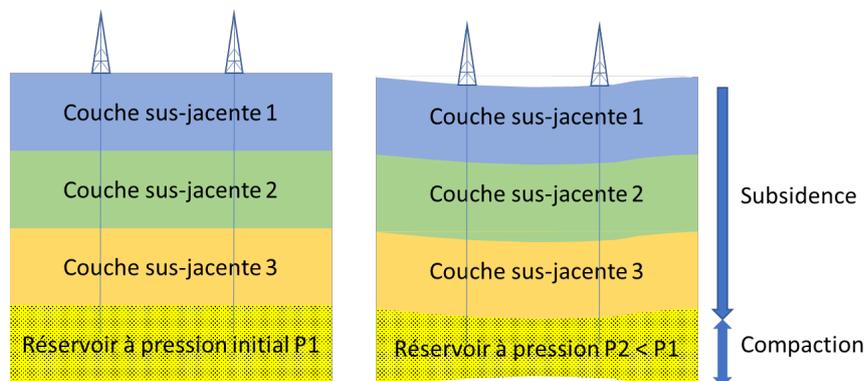


Figure 13 : Schéma de principe de la subsidence

L'ampleur de ces processus dépend de la nature des couches en jeu et en particulier de leurs propriétés géomécaniques (module d'Young, coefficient de Poisson). Les propriétés géomécaniques du réservoir agissent au premier ordre sur la compaction, donc sur la subsidence qui en découle.

L'ordre de grandeur de la subsidence peut être estimé à l'aide de formules analytiques. Cette approche, bien que simplifiée, permet d'établir un ordre de grandeur crédible de la subsidence maximale attendue en fonction des paramètres géomécaniques et de leur incertitude.

### 2.2.3. Estimation de la compaction

Lors de la compaction du réservoir, les bordures latérales peuvent être amenées à se déformer. En faisant l'hypothèse qu'aucune déformation latérale n'a lieu (compaction dite en conditions œdométriques), on maximise la compaction résultante.

Cette valeur de compaction maximale donne également une valeur majorante de la subsidence attendue. En effet, considérer que la subsidence est égale à la compaction revient à considérer qu'aucune atténuation n'est assurée par l'ensemble des couches sus-jacentes et qu'aucun mouvement latéral n'est considéré : l'ensemble de la colonne se déplace verticalement.

Sous ces conditions, la compaction  $\Delta h$  d'un réservoir sous l'influence d'un delta de pression  $\Delta P$  est donnée par la formule suivante :

$$\frac{\Delta h}{h} = C_{oedo} \Delta P \quad \text{avec} \quad C_{oedo} = \frac{1}{3} \frac{1+\nu}{1-\nu} \frac{3(1-2\nu)}{E}$$

- où  $\nu$  représente le coefficient de Poisson du réservoir
- et E représente son module d'Young

En considérant par ailleurs un delta de pression du gaz de 70 bars, on obtient les résultats présentés en *Figure 14* ci-dessous. Le choix de ce delta de pression correspond à l'ordre de grandeur de la chute de pression entre la pression initiale de 175 bars et les pressions les plus faibles mesurées à l'heure actuelle (au niveau des puits d'exploitation du compartiment central). Concernant les résultats obtenus, la compaction maximale est obtenue pour un module d'Young le plus faible (10 Gpa) et pour un coefficient de Poisson minimal (0.2). Elle est alors de l'ordre de 15 mm.

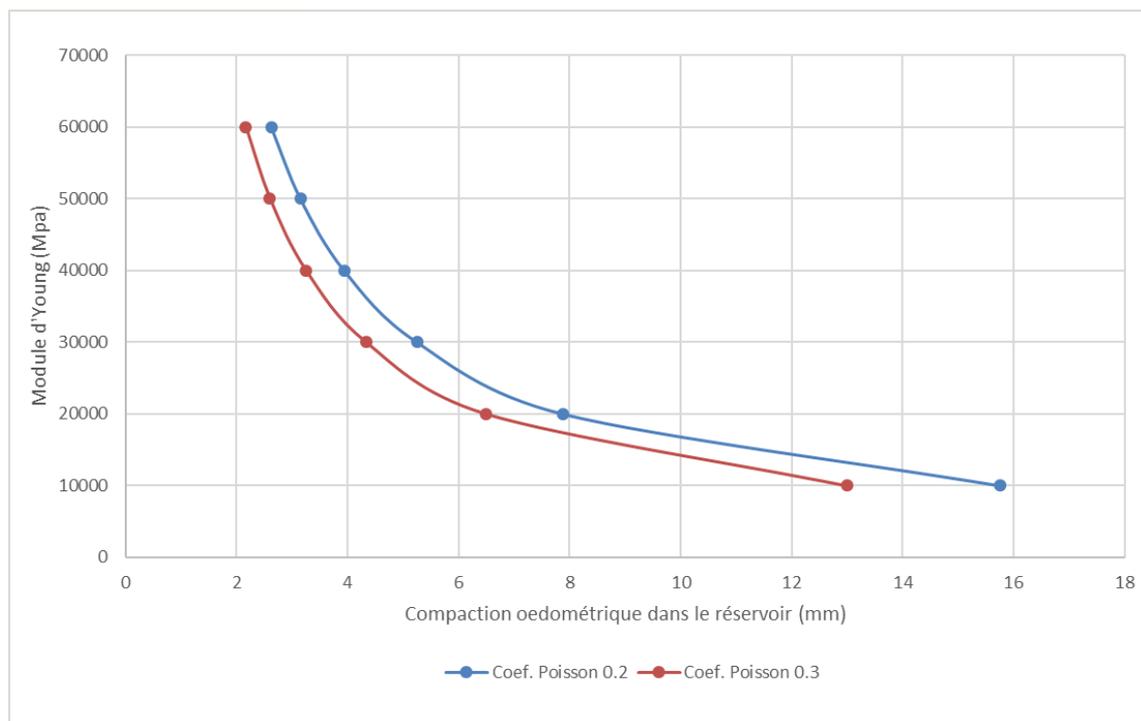


Figure 14 : Estimation de la compaction du réservoir en fonction des paramètres géomécaniques – delta de pression de 70 bars

A titre de comparaison, le **Tableau 3** présente les propriétés poroélastiques de quelques roches usuelles présentes en milieu sédimentaire et la gamme de paramètres investigués ci-dessus pour le réservoir.

Tableau 3 : Propriétés géomécaniques utilisées pour l'estimation de la compaction et de la subsidence

	Module d'Young (Gpa)		Coefficient de Poisson (adim)	
	de	à	de	à
Argile	5	10	0.2	0.3
Marne	5	10	0.2	0.3
Anhydrite	40	80	0.2	0.3
Dolomie	30	80	0.1	0.3
Halite	30	40	0.2	0.3
Grès	10	50	0.2	0.3
Calcaire	20	70	0.2	0.3
Réservoir	10	60	0.2	0.3

Par ailleurs des mesures de propriétés élastiques ont été réalisées sur 3 échantillons de grès prélevés sur les carottes des puits TF102, TF105 et TF106, c'est-à-dire dans les parties du réservoir les plus soumises à la chute de pression. Ces mesures permettent de conclure qu'en conditions in-situ, les valeurs du module d'Young sont très certainement de l'ordre de 20 GPa, soit nettement supérieures à 10 GPa, avec des valeurs de coefficient de Poisson de l'ordre de 0.2 à 0.3. Les valeurs retenues pour l'étude sont donc réalistes voire maximalistes en terme d'incidence sur la compaction.

## 2.2.4. Estimation de la subsidence

Cette première vision, maximisante, peut être complétée par une seconde approche basée sur un modèle analytique (Geertsma, 1973 – Segall et al., 1994). Dans cette approche simplifiée, le réservoir est représenté par un cylindre homogène (Figure 15). La subsidence est axisymétrique en surface avec une subsidence maximale au centre.

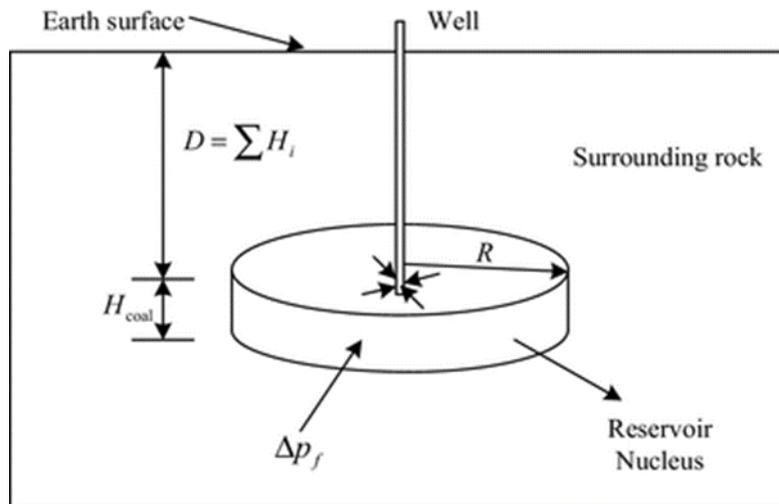


Figure 15 : Représentation schématique du réservoir pour le calcul de subsidence selon Geerstma 1973

Dans le cas de Trois-Fontaines, la hauteur de réservoir H a été prise égale à 25m, le réservoir a été représenté par 2 cylindres accolés de rayon de 2 et 3 km, et la profondeur a été considérée de 1600 m. Ici la pile sédimentaire est supposée homogène et ayant les mêmes propriétés poroélastiques que le réservoir.

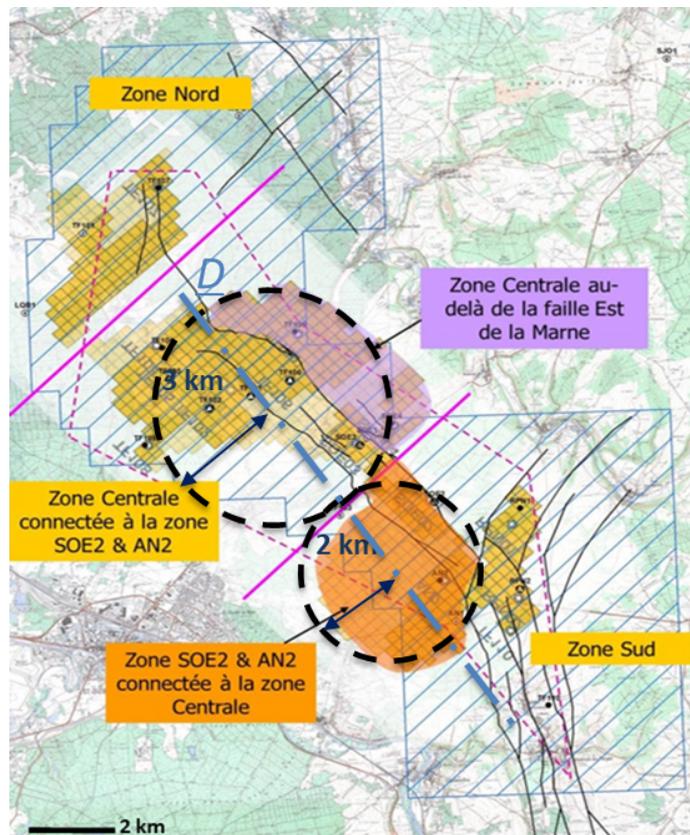


Figure 16 : Cylindres représentant la zone centrale et les principales zones connectées utilisés pour le calcul de la subsidence

La **Figure 17** présente le maximum de subsidence calculé au centre du cylindre de plus grand diamètre. Remarque : la chute de pression considérée pour le calcul est de 70 bars.

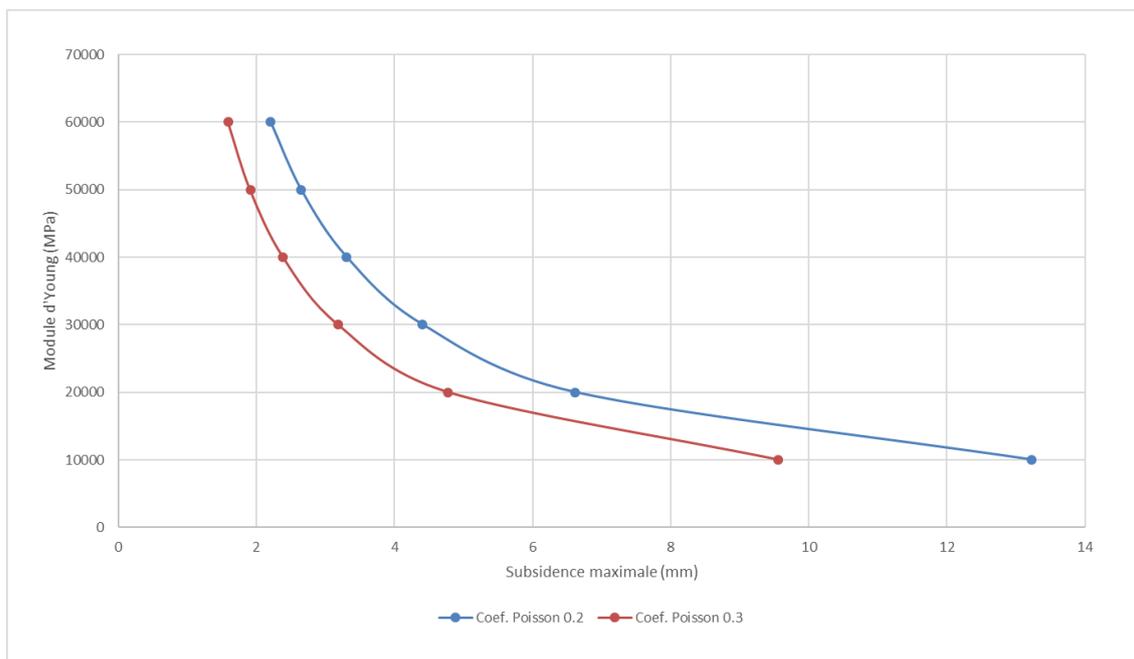


Figure 17 : Estimation de la subsidence maximale en fonction des paramètres géomécaniques (delta de pression de 70 bars)

Par ailleurs le profil de subsidence en surface peut également être estimé. Il est présenté sur la **Figure 18** le long du profil de déformation maximale, noté D sur la **Figure 16**. Ce profil permet d'estimer les pentes associées. Dans le cas de Trois-Fontaines, étant donnée la profondeur du réservoir, la cuvette de subsidence s'étend sur une surface de plus de 5 km de rayon pour une subsidence maximale de 14 mm. La pente est donc très faible (inférieure à 0.025 ‰), pour la gamme des paramètres étudiés.

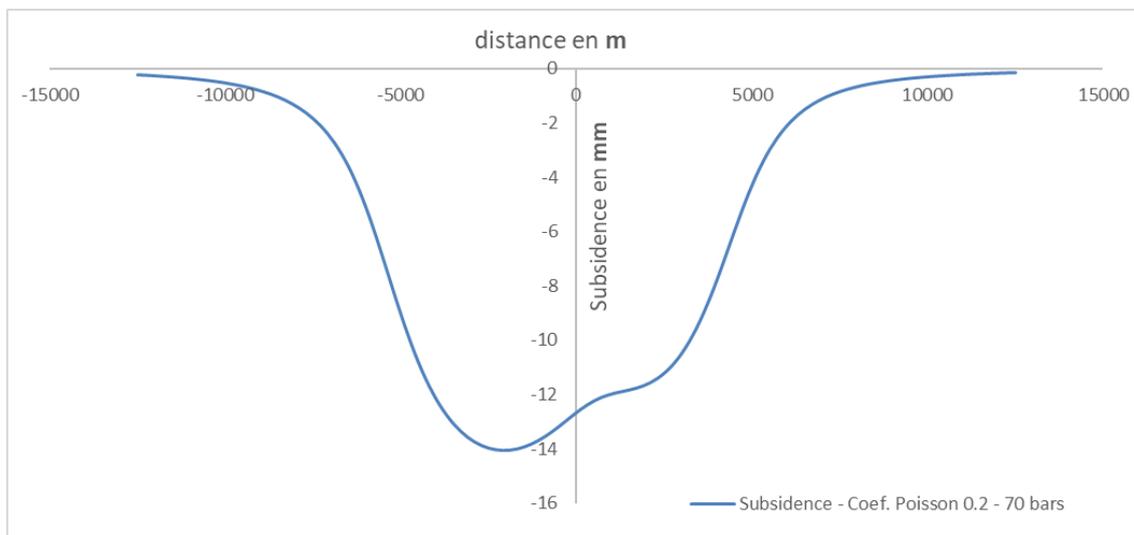


Figure 18 : Estimation du profil de subsidence en surface (delta de pression de 70 bars)

A titre indicatif l'Association Française des Tavaux En Souterrain (AFTES) retient les critères suivants<sup>2</sup>.

*Tableau 4 Classe de dommage en fonction de la pente – critères AFTES*

Classe de dommage	Pente moyenne de la cuvette de tassement sous la construction (‰)	Tassement Maximal de la construction (mm)
Très légers	$\leq 2$	$\leq 10$
Légers	$2 < \leq 4$	$10 < \leq 50$

En appliquant ces critères, on peut donc conclure que le risque potentiel de dommage pour les ouvrages en surface lié à une subsidence induite par l'exploitation est très faible.

Enfin la subsidence ainsi estimée depuis le début de l'exploitation du gisement peut être représentée en carte (Figure 19).

---

2

Tassements liés au creusement des ouvrages en souterrains, AFTES Groupe de travail n° 16, Tunnels et Ouvrages en Souterrains n° 132, Nov./Déc. 1995

Trois Fontaines - Subsidence estimée - Etat actuel

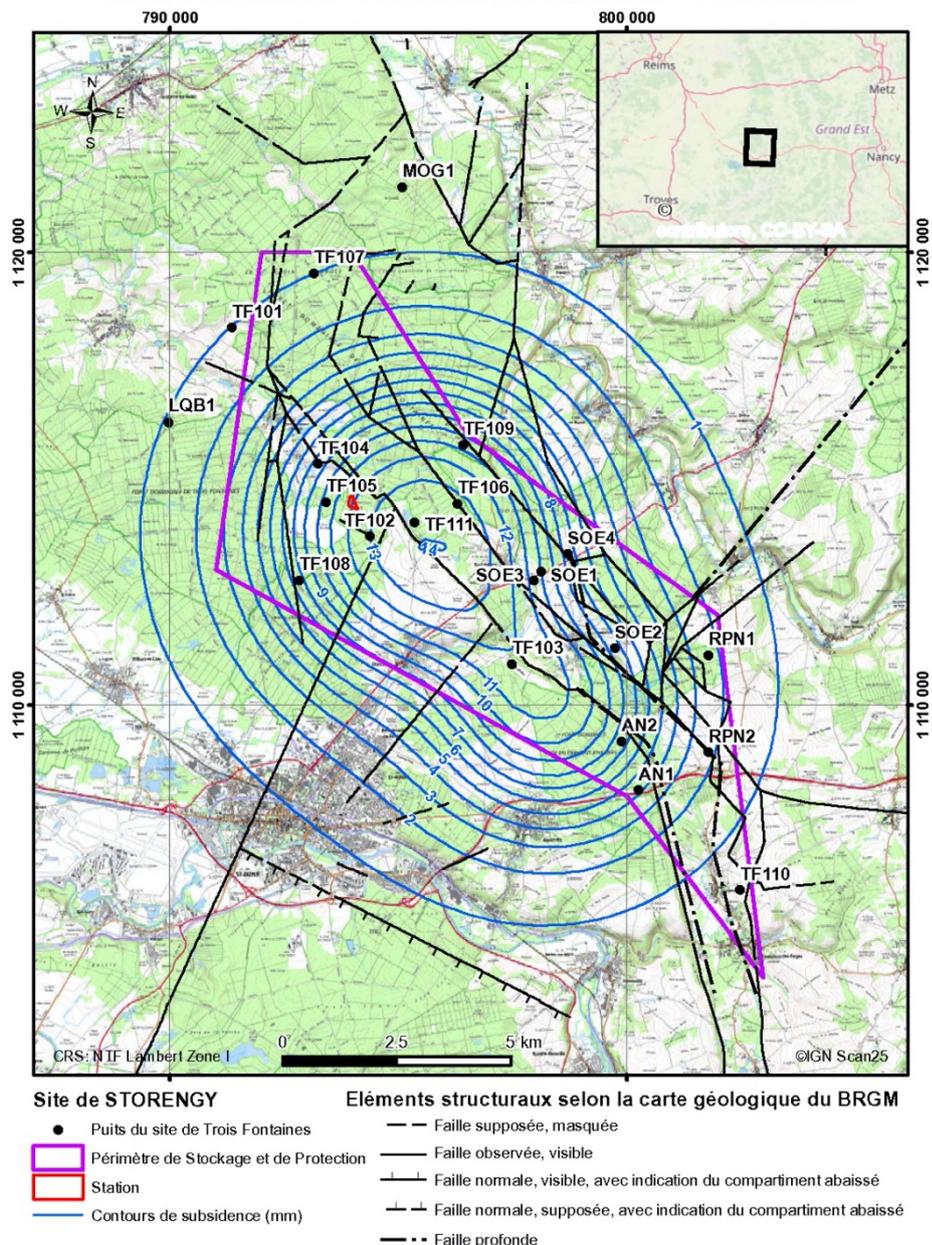


Figure 19 : Subsidence estimée depuis le début de l’exploitation du gisement - état actuel

## 2.3. Sismicité induite

La structure de Trois-Fontaines est marquée par la présence de failles (voir

Figure 5). Les mesures de pressions effectuées sur les différents puits montrent que l'importante chute de pression mesurée sur le compartiment central ne se répercute pas ou de manière très limitée dans certains compartiments voisins, notamment le compartiment Nord-Est où sont situés les puits TF109 et SOE4. Cette situation pourrait faire craindre une compaction différentielle du réservoir suivant les zones, l'accentuation de contraintes et un réajustement de celles-ci au niveau des failles, créant de petits séismes.

En ce qui concerne la sismicité naturelle, très peu d'évènements sont historiquement recensés autour du site, ce qui est cohérent avec le classement en zone 1 de sismicité de la zone de Trois-Fontaines.

De plus, il n'y a pas d'évènement sismique de magnitude supérieure à 2.9 connu dans un rayon de 50 km autour du stockage depuis le début du soutirage, que ce soit dans les documents d'archive interne ou dans les bases de données publiques consultées. *(Prise en compte de la tierce expertise du BRGM) : La magnitude 2,9 correspond à celle d'un séisme qui doit normalement être ressenti en surface. Dans certaines configurations, des séismes de magnitude plus faibles peuvent être ressentis.*

On trouvera en annexe B, une étude bibliographique sur la sismicité historique de la région de Trois-Fontaines jusqu'en 2019.

Ce point est a priori rassurant. Il écarte notamment l'existence passée d'évènement sismique significatif.

*(Prise en compte de la tierce expertise du BRGM) : Il n'est pas impossible que des évènements mineurs datant de 2017 (magnitude de 0,6 à 1,5) puissent être attribués à l'exploitation du gisement ou du stockage, bien que les dernières activités de soutirage significatives dataient de 2006. De même l'épicentre du séisme de 1992 n'est pas loin du site et pourrait être attribué à l'exploitation du gisement. Mais il pourrait également être attribué à d'autres causes. Le réseau de suivi existant n'était pas suffisant pour avoir une localisation (géographique et en profondeur) précise.*



## Chapitre 6 ANALYSE DES EFFETS FUTURS



## 1. L'INCIDENCE SUR LE VOLUME DE GAZ EN PLACE ET LA SATURATION

Les scénarios retenus, présentés au paragraphe 3.1 ci-dessus, conduisent à la production de 965 millions de m<sup>3</sup>(n) de gaz (scénario de base) et 1620 millions de m<sup>3</sup>(n) additionnels (scénario maximal).

Le *Tableau 5* ci-dessous présente, pour les deux scénarios retenus, la répartition de cette production cumulée par zone ainsi que l'évolution du volume de gaz en place global et par zone estimé à partir du modèle.

*Tableau 5 : Production cumulée de gaz par zone et évolution du volume en place pour les deux scénarios retenus*

Compartiment / zone - scénario de BASE	Puits	Cumulé produit - injecté (1984 - 2032)	Cumulé produit - injecté (2021 - 2032)	Gaz initialement en place	Gaz en place final
Zone centrale connecté à la zone AN2 et SOE02	TF102	2 293	966	3 023	1 050
	TF106				
	SOE03				
	TF105				
	TF111				
	TF104				
Zones AN2 et SOE02	SOE02	301	-	795	361
Zone Sud	RPN02	375	-	1 048	682
	RPN01				
Zone Nord	TF107	30	-	282	146
Zone Centrale au delà de la faille de la Marne		-	-	1 447	1 356
<b>Total</b>		<b>3 000</b>	<b>966</b>	<b>6 595</b>	<b>3 595</b>

Compartiment / zone - scénario MAXIMAL	Puits	Cumulé produit - injecté (1984 - 2032)	Cumulé produit - injecté (2021 - 2032)	Gaz initialement en place	Gaz en place final
Zone centrale connecté à la zone AN2 et SOE02	TF102	2 423	1 096	3 023	844
	TF106				
	SOE03				
	TF105				
	TF111				
	TF104				
Zones AN2 et SOE02	SOE02	528	227	795	203
Zone Sud	RPN02	675	300	1 048	391
	RPN01				
Zone Nord	TF107	30	-	282	145
Zone Centrale au delà de la faille de la Marne		-	-	1 447	1 355
<b>Total</b>		<b>3 656</b>	<b>1 622</b>	<b>6 595</b>	<b>2 939</b>

Les Figure 20 et Figure 21 présentent les cartes de saturation en gaz au toit du réservoir calculées après la fin du

soutirage respectivement pour les scénarios de base (au 1<sup>er</sup> janvier 2036) et maximal (au 1<sup>er</sup> janvier 2043). Ces cartes, comparées à celle représentant l'état actuel (Figure 9) indiquent logiquement une désaturation de la structure sous l'effet du soutirage. Ce point est notamment particulièrement visible en termes de saturations sur les bords de la bulle de gaz.

Les Figure 22 et Figure 23 présentent les cartes de saturation en gaz au toit du réservoir calculées à la fin de la période d'observation (1<sup>er</sup> janvier 2100) respectivement pour les scénarios de base et maximal. Sur ces cartes, on peut observer une nouvelle contraction de la bulle de gaz. Cette contraction ne correspond évidemment plus ici à un soutirage mais à la lente remontée simulée de la pression vers sa pression initiale (voir 2.1 ci-dessous)

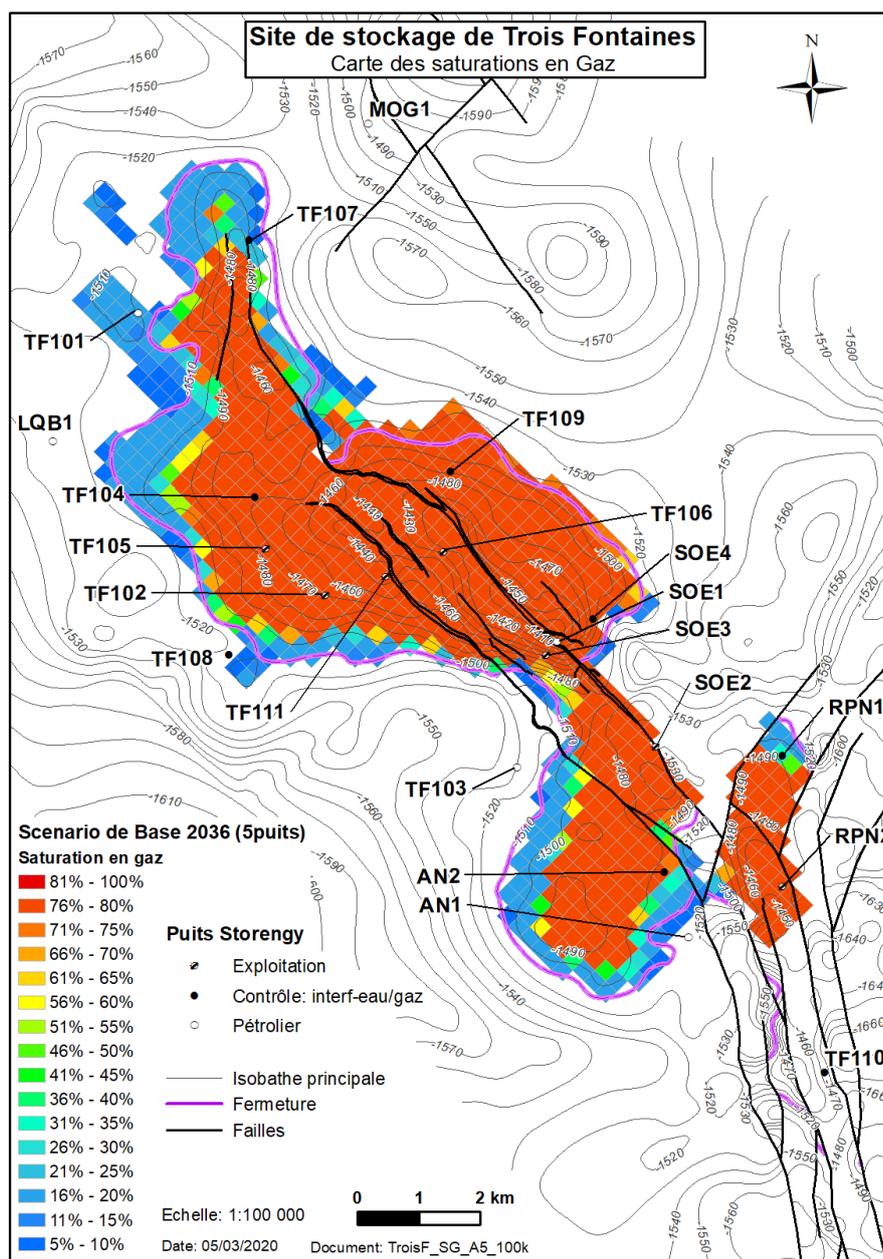


Figure 20 : Saturation en gaz simulée au toit du réservoir au 1<sup>er</sup> janvier 2036 (scénario de base)

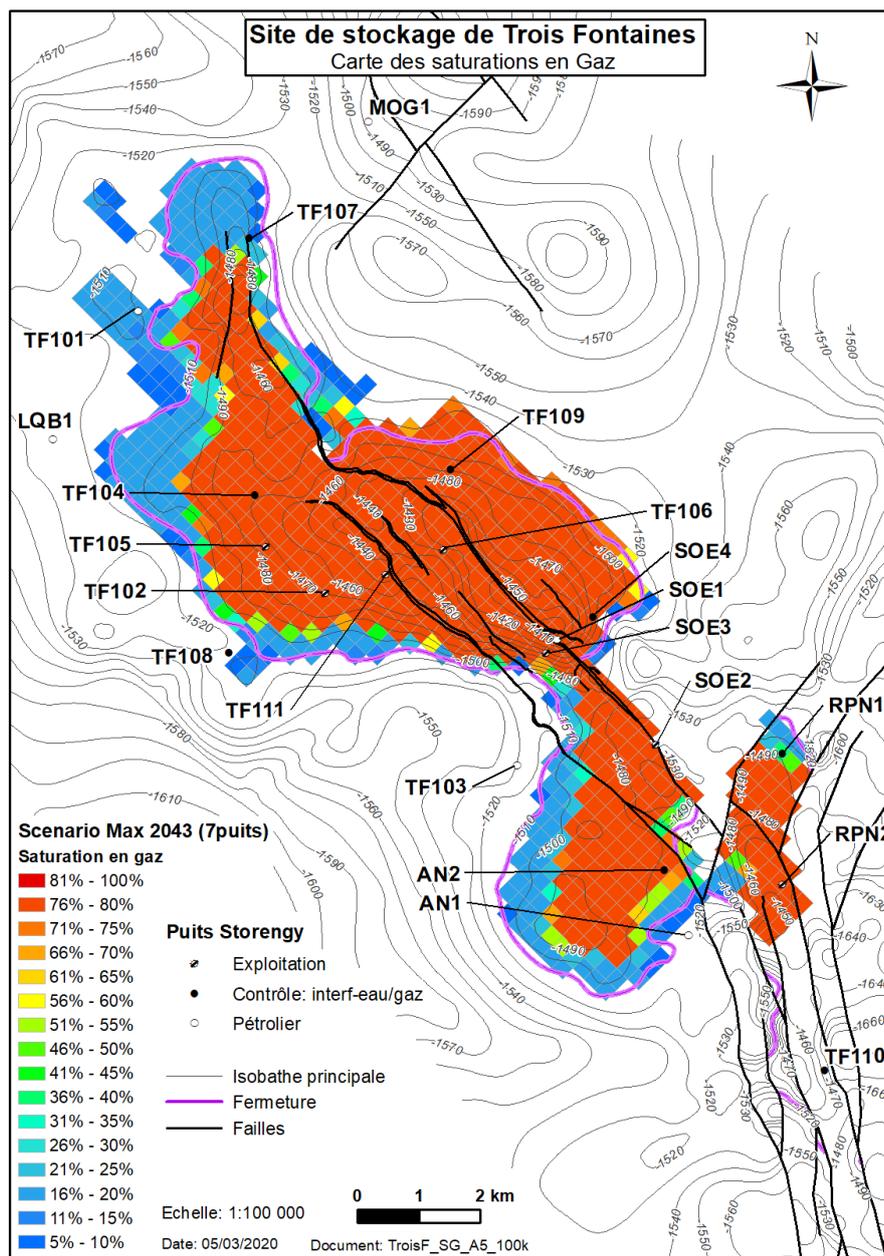


Figure 21 : Saturation en gaz simulée au toit du réservoir au 1<sup>er</sup> janvier 2043 (scénario maximal)

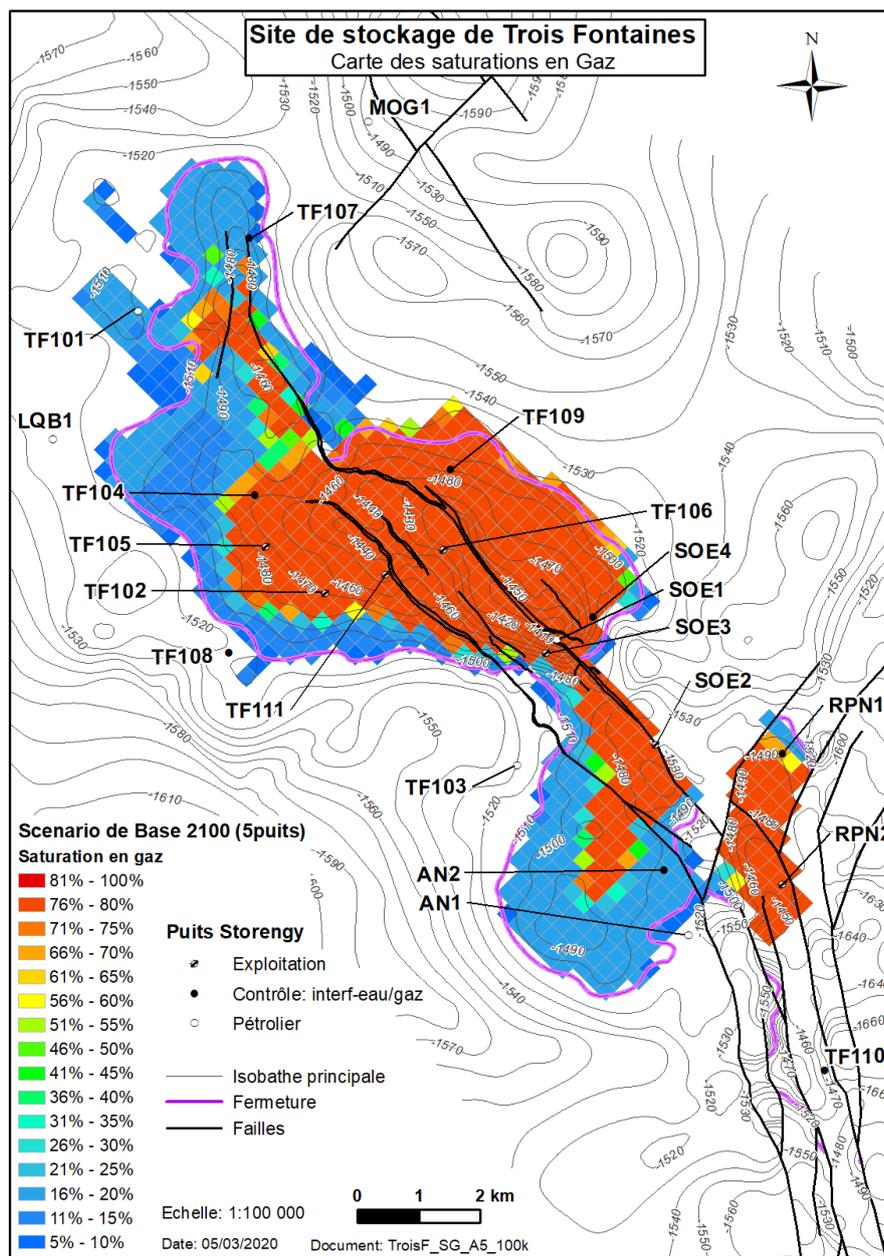


Figure 22 : Saturation en gaz simulée au toit du réservoir au 1<sup>er</sup> janvier 2100 (scénario de base)

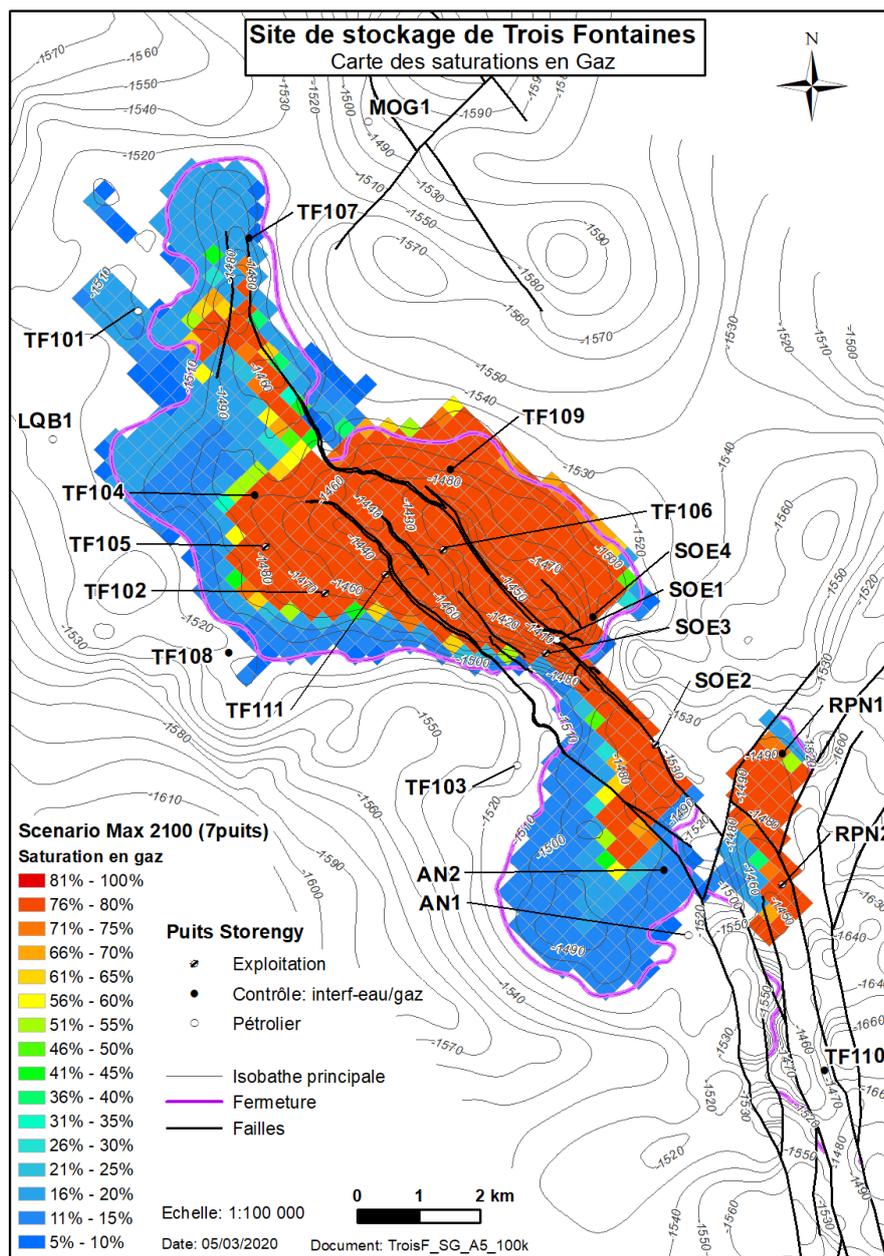


Figure 23 : Saturation en gaz simulée au toit du réservoir au 1<sup>er</sup> janvier 2100 (scénario maximal)

## 2. L'INCIDENCE EN PRESSION

### 2.1 Évolution de pression

L'évolution de la pression du réservoir du scénario prévisionnel est estimée sur la base d'une simulation, qui a été calée sur la partie historique sur les données observées présentées au paragraphe 2.1. Les résultats de pression réservoir obtenus sont présentés sur la Figure 24 ci-dessous. D'après ces résultats, le soutirage du gaz résiduel induira une nouvelle chute en pression, variable suivant les compartiments.

La chute de pression sera logiquement plus marquée dans le compartiment central, siège principal du soutirage, où la pression réservoir au droit des puits d'exploitation atteindra des niveaux de l'ordre de 40 à 45 bars au minimum (voir Figure 24). En se basant sur les niveaux de pression présentés par les puits à l'heure actuelle (de l'ordre de 110 bars en conditions réservoir), la chute de pression additionnelle maximale est estimée à environ 70 bars. Comparée à la pression initiale du réservoir de 175 bars, la chute totale de pression sera de l'ordre de 130 bars à 140 bars. L'incidence sur la compaction présentée dans les paragraphes suivants a été estimée en prenant comme hypothèse une chute totale de pression de 140 bars, considérée comme maximisante.

D'après la modélisation, suite à l'arrêt du soutirage, la pression remontera lentement vers la pression initiale. Cette pression ne sera pas atteinte dans le compartiment central à la fin de la période d'observation simulée. Elle sera alors de l'ordre de 100 bars dans le scénario de base, et de l'ordre de 80 bars dans le scénario maximal.

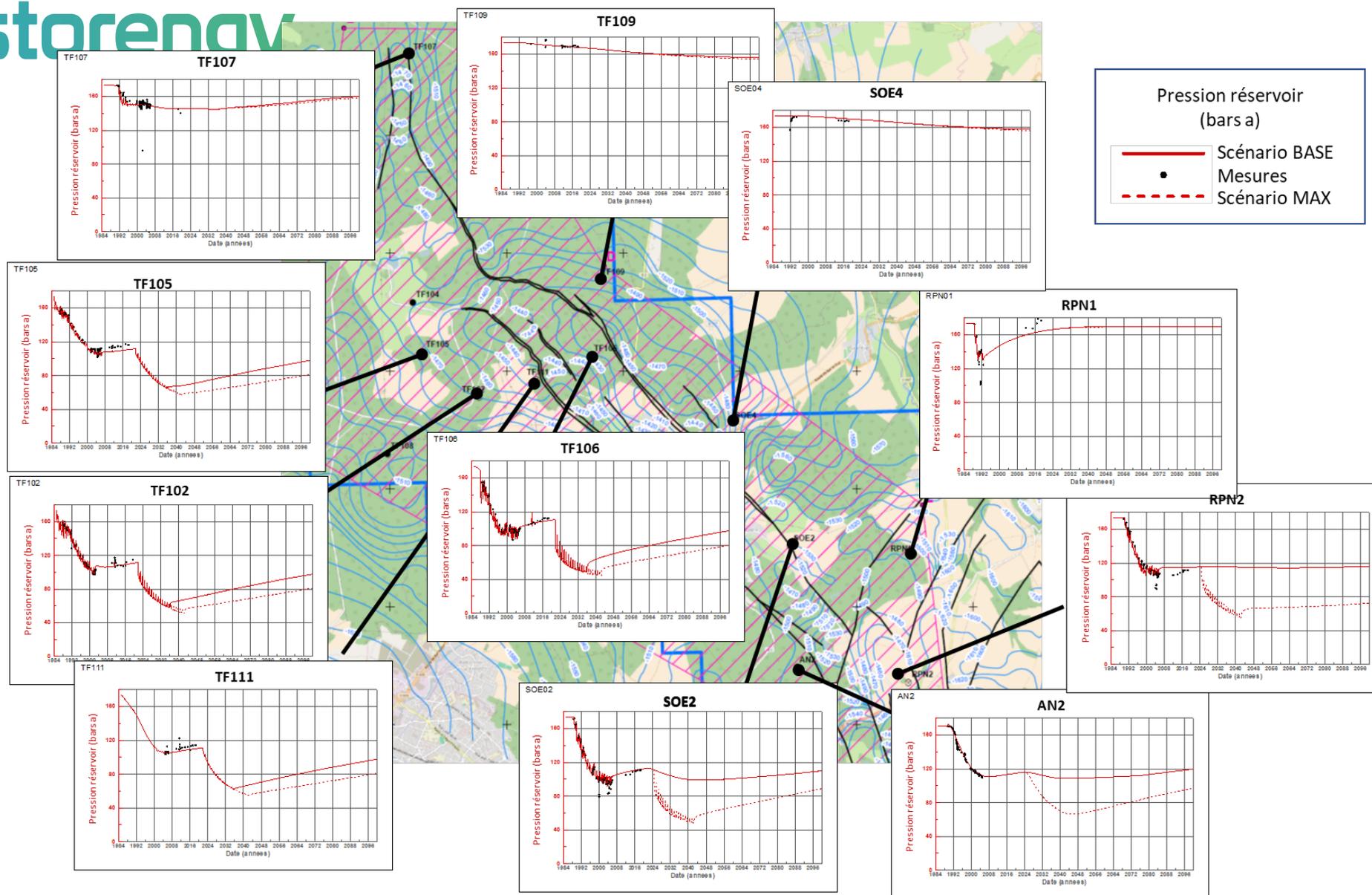


Figure 24 : Pressions fond statiques calculées et pressions réservoir simulées au niveau des puits TF102, TF105, TF106, TF107, TF109, TF111, SOE2, RPN1, RPN2, AN2 (1984 – 2050).

## 2.2 La subsidence

En utilisant les formules présentées au paragraphe 2.2 et en considérant le delta de pression total de 140 bars discuté ci-dessus, on obtient les résultats de compaction du réservoir présentés en Figure 25 ci-dessous. Comme précédemment, la compaction maximale est obtenue pour le module d'Young le plus faible (10 Gpa) et le coefficient de Poisson minimum (0.2). Elle est de l'ordre de 30 mm.

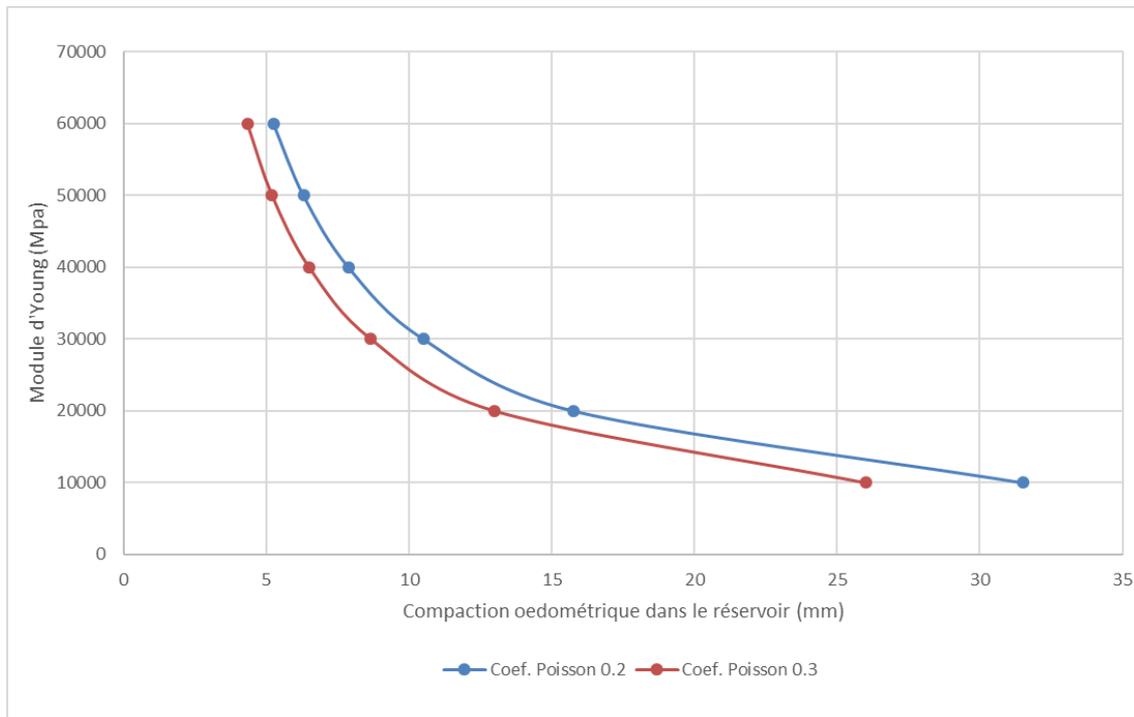


Figure 25 : Estimation de la compaction du réservoir en fonction des paramètres géomécaniques (pour une chute de pression de 140 bars)

Les formules également présentées aux paragraphes 2.2 sont utilisées pour estimer la subsidence ainsi que le profil de subsidence en surface en considérant le delta de pression total de 140 bars. Les Figure 26, Figure 27 et Figure 28 présentent les résultats obtenus. Comme dans le cas précédent, les pentes associées restent très faibles et très éloignées d'un risque potentiel pour les ouvrages en surface.

*(Prise en compte de la tierce expertise du BRGM) Un suivi régulier est préconisé par le BRGM sur ce point. Compte-tenu des faibles mouvements estimés, des relevés tous les 5 ans pourraient être réalisés, par exemple par méthode d'interférométrie satellite.*

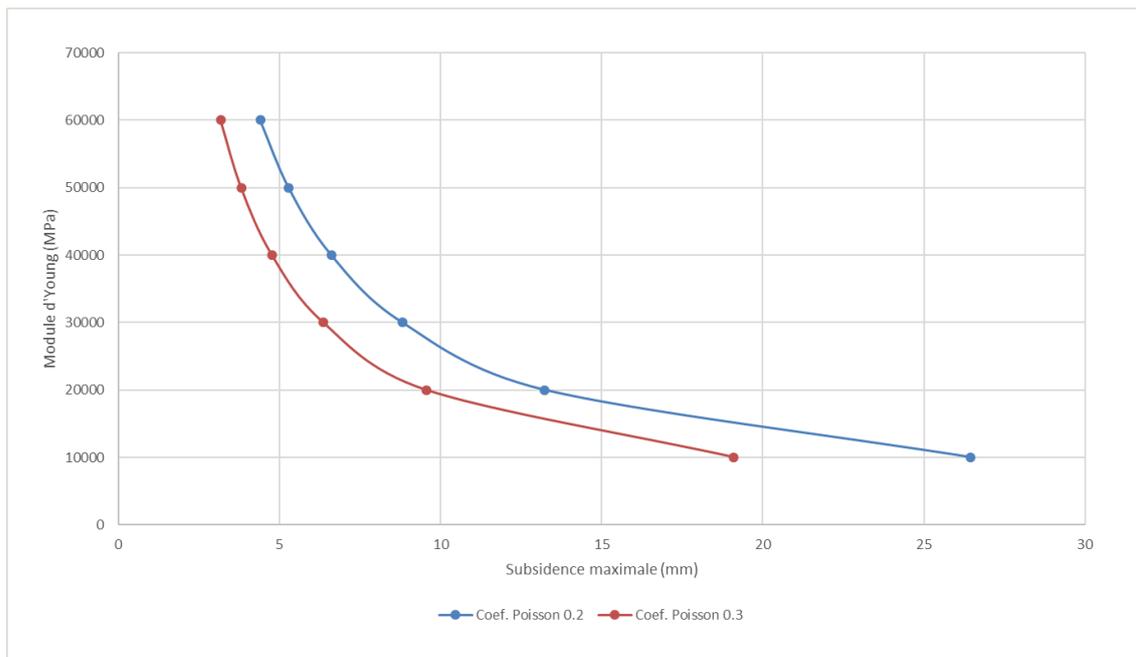


Figure 26 : Estimation de la subsidence maximale en fonction des paramètres géomécaniques (pour une chute de pression de 140 bars)

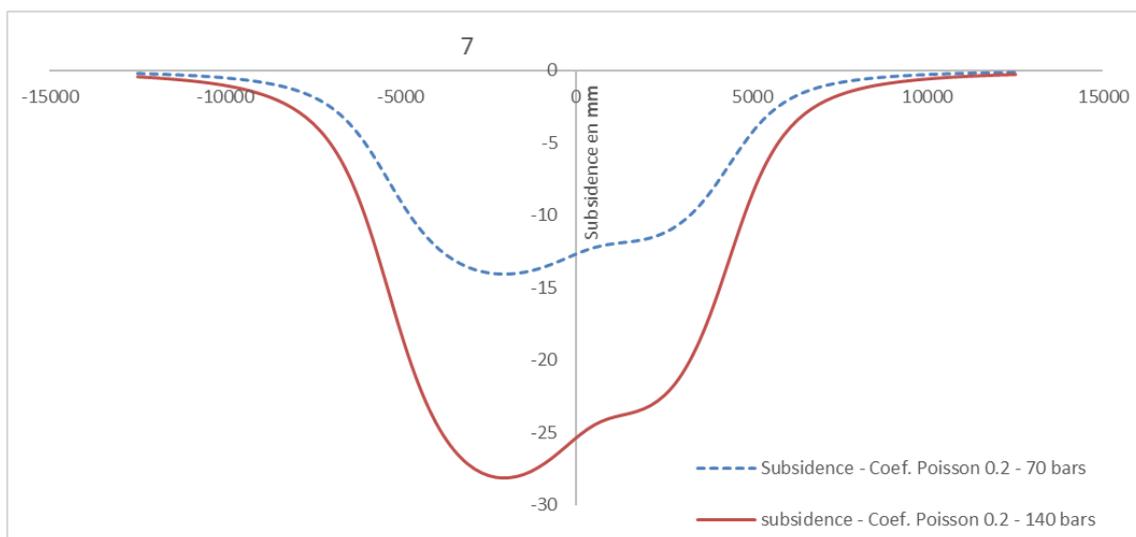


Figure 27 : Profil de subsidence en surface estimé le long du profil « D » lors du soutirage du gaz résiduel (profil orange). Le profil obtenu pour une chute de pression de 70 bars est rappelé en pointillé bleu

Trois Fontaines - Subsidence estimée- Effet futur

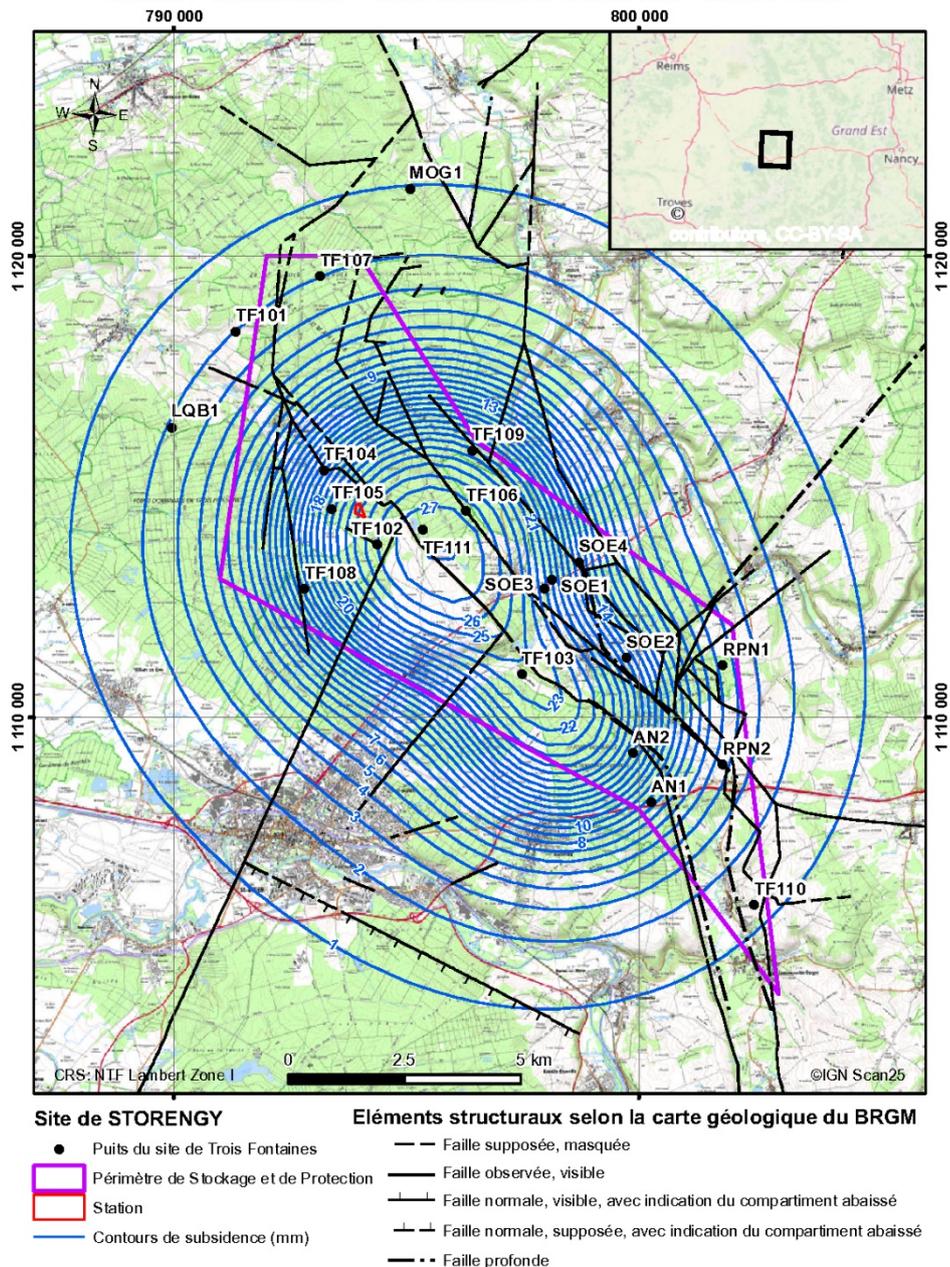


Figure 28 : Subsidence estimée depuis le début de l’exploitation du gisement – effet futur

2.3 Sismicité induite

La poursuite de la chute de pression dans le compartiment central devrait notamment accentuer le différentiel de pression existant déjà à l’heure actuelle entre ce compartiment et les autres compartiments (notamment le compartiment central à l’Est de la faille de la Marne où sont situés les puits TF109 et SOE4). Ce point et l’absence de modélisation connue susceptible de donner une prédiction fiable quant à la possible survenue de tels évènements doit inviter à la prudence.

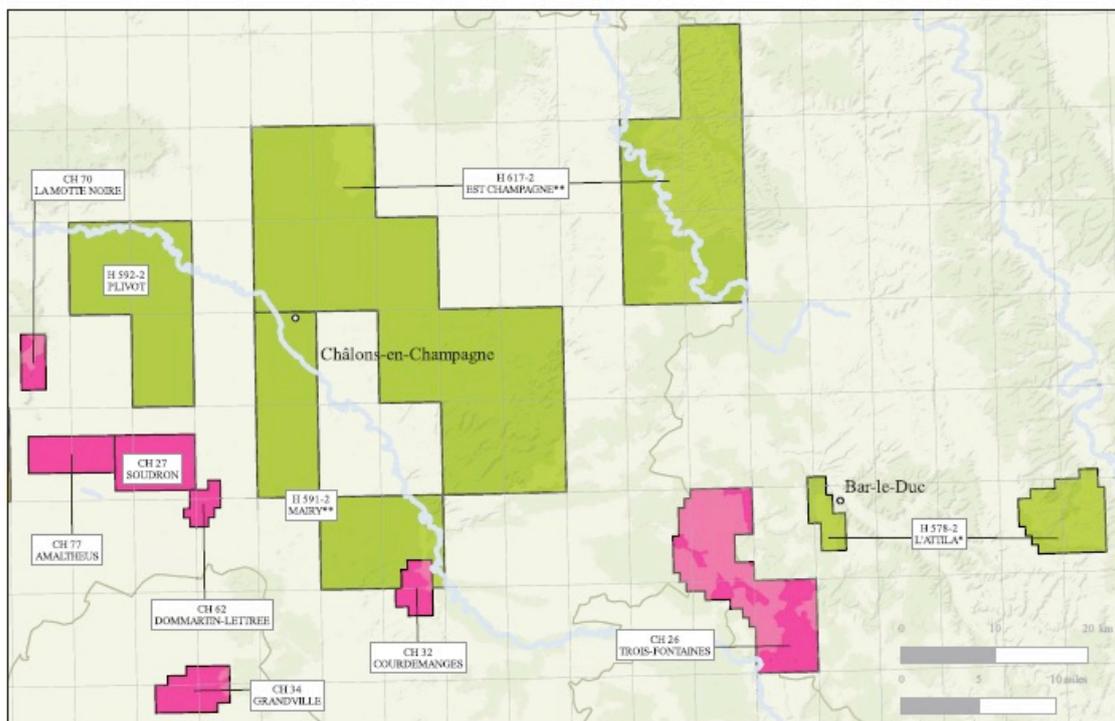
Un système de suivi de l’activité de la sismicité induite par l’exploitation est donc proposé (voir le paragraphe 2 page 65)

## Chapitre 7 EFFETS CUMULES AVEC D'AUTRES PROJETS



Il existe un permis minier localisé au Nord-Est du site (voir la *Figure 29* ci-dessous). Ce permis, dit « permis de l'Attila », a été prolongé en 2017, jusqu'au 15 février 2019. Un nouveau permis est en cours d'instruction. Aucun projet de travaux n'est actuellement en cours à notre connaissance.

Par ailleurs et vu le comportement en pression des puits localisés dans les compartiments situés au Nord-Est de la faille de la Marne (voir le paragraphe 2.1), il est très probable qu'un projet localisé dans ce permis n'aurait pas ou très peu d'incidence sur la structure de Trois-Fontaines et, inversement, celui-ci ne serait que peu ou pas impacté par l'exploitation de la structure de Trois-Fontaines, quand bien même il aurait pour objectif la même couche réservoir.



*Figure 29 : Extrait de la carte des périmètres des titres miniers d'hydrocarbures, disponible sur le site du ministère de la transition écologique et solidaire ([https://www.ecologie-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/2020\\_01.pdf](https://www.ecologie-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/2020_01.pdf))*

Par ailleurs, le projet Cigéo de l'ANDRA de centre de stockage profond de déchets radioactifs est localisé à environ 40 km au Sud-Est du site de stockage de Trois-Fontaines. Ce projet ne concerne pas les couches du Trias mais les argiles du Callovo-Oxfordien (voir Figure 3).

*(Prise en compte de la tierce expertise du BRGM) : Les impacts sur le projet CIGEO de la reprise de l'exploitation de Trois Fontaines en terme de subsidence et d'éventuelle sismicité induite devraient être nuls ou très largement couverts par le dimensionnement des installations du projet CIGEO considérés pour les approches de sûreté à long terme.*



## Chapitre 8 MESURES D'EVITEMENT - COMPENSATION



## 1. LE DISPOSITIF DE SURVEILLANCE ACTUEL

Le dispositif de surveillance actuel est composé de 10 puits de surveillance (TF104, TF107, TF108, TF109, TF110, SOE02, SOE03, RPN01, RPN02 et AN2).

Les consignes d'exploitation fixées par l'arrêté interpréfectoral complémentaire n° 2014-APC-77-IC, sont organisées conformément aux dispositions retenues dans la procédure STF-CGN-0250.

## 2. LES PREVISIONS D'EVOLUTION DU DISPOSITIF

Le suivi qui sera réalisé au cours de l'exploitation future se fera à l'aide des puits de surveillance existants et des données d'exploitation. Les ajustements nécessaires en matière de mesures et de consignes (si besoin est) seront pris dans le cadre du suivi de l'exploitation, en accord avec la DREAL Grand Est.

Par ailleurs, un dispositif de suivi basé sur les bases de données publiques (RENASS, CEA) sera mis en place afin de détecter quotidiennement tout évènement sismique qui pourrait être induit par l'exploitation du site.

*(Prise en compte de la tierce expertise du BRGM) : Ce dispositif sera renforcé par la mise en place d'un réseau d'écoute microsismique dédié couvrant l'ensemble de la zone de stockage. Les critères et seuils associés à ce dispositif, permettant le pilotage de l'exploitation seront à définir par l'Administration. Des études complémentaires de dimensionnement du dispositif sont en cours.*



## Chapitre 9 METHODES UTILISEES



Les incidences estimées sont basées sur les résultats d'une modélisation réservoir 3D. Le modèle utilisé est le même que celui qui a été utilisé pour le bilan des 3 ans d'exploitation réduite réalisé conformément à l'article 10 de l'arrêté inter préfectoral du n°2014-APR-77-IC, et fourni en novembre 2017.



## Chapitre 10 CONCLUSION



En termes de volume de gaz en place, le projet mènerait dans le scénario envisagé en base, à la production de 965 millions de m<sup>3</sup>(n) de gaz, faisant passer le volume de gaz en place de la valeur actuelle de 4561 millions de m<sup>3</sup>(n) sur l'ensemble des compartiments de la structure à la valeur de 3595 millions de m<sup>3</sup>(n).

Les simulations prévisionnelles d'exploitation de la structure de Trois Fontaines montrent que l'incidence en pression est limitée à l'environnement immédiat du site. Dans le principal compartiment visé par l'exploitation, la pression actuellement de l'ordre de 110 bars, pourrait être amenée en fin d'exploitation à des valeurs de l'ordre de 40 à 45 bars. Cette pression remonterait alors naturellement lentement après l'arrêt de l'exploitation pour atteindre une valeur de l'ordre de 100 bars dans le scénario de base.

Les calculs et études menées sur cette base montrent que l'incidence en terme de subsidence devrait rester cependant très faible. *(Prise en compte de la tierce expertise du BRGM) Un suivi régulier est préconisé par le BRGM sur ce point. Compte-tenu des faibles mouvements estimés, des relevés tous les 5 ans pourraient être réalisés, par exemple par méthode d'interférométrie satellite.*

La très faible subsidence estimée est a priori relativement rassurante en terme d'incidence sur la possibilité d'occurrence de séismes induits. Ce point fera cependant l'objet d'un suivi en s'appuyant sur les données des bases de données publiques disponibles *(Prise en compte de la tierce expertise du BRGM) complétées par la mise en place d'un réseau d'écoute microsismique dédié couvrant l'ensemble de la zone de stockage.*



## ANNEXES



## ANNEXE A : LES REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES

1. DeGolyer and MacNaughton, "Report as of March 31, 2014 on reserves of the Trois Fontaines field in France for Storengy",
2. Ferretti, A., Prati, C., & Rocca, F. "Permanent scatterers in SAR interferometry. IEEE Transactions on geoscience and remote sensing" , 2001.



**ANNEXE B : ETUDES ALTAMIRA - RAPPORT TECHNIQUE – ETUDE HISTORIQUE INSAR AU NORD DE ST DIZIER - ETUDES SENTINEL-1 (2015-2019), ENVISAT (2004-2010) ET ERS (1995-2000), RAPPORT ALTAMIRA, 2019**



**ANNEXE C : RECHERCHE D'ÉVÉNEMENTS SISMOLOGIQUES AUTOUR DU SITE DE TROIS-FONTAINES, RAPPORT INTERNE STORENGY, 2020**



**ANNEXE D : TIERCE-EXPERTISE DU DOSSIER DE REDEMARRAGE DU SITE STORENGY DE TROIS-FONTAINES-L'ABBAYE (MARNE) - RAPPORT DU BRGM - OCTOBRE 2020**