

Stimulation de la production par fracturation hydraulique : l'expérience de GDFSUEZ en réservoir compact

GDF SUEZ E&P Deutschland

Michael Köhler, Ingénieur Réservoir Senior
Dirk Fischer, Chef Ingénierie de Réservoir
Han van Gils, Chef Exploration et Géosciences

GDF SUEZ E&P Nederland

Lex De Groot, Responsable Exploration et Développement
Stephane Lacote, Responsable d'actifs
Gautier Daniou, Géologue
Peter-Jan Weijermans, Ingénieur Réservoir
Diederik Westerhof, Ingénieur de Production

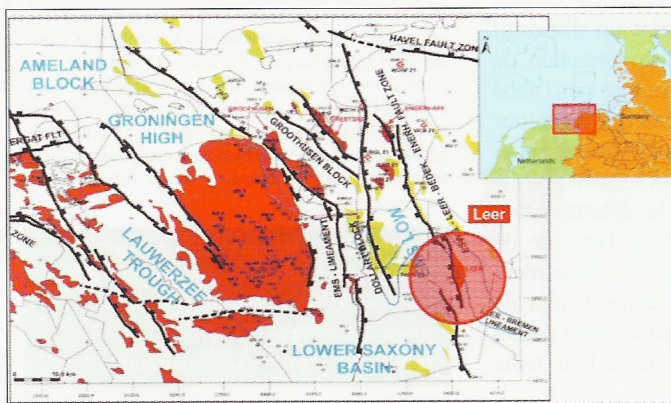
Dans son portefeuille d'exploration production, GDF SUEZ E&P International possède un certain nombre de champs de gaz présentant des faibles à très faibles perméabilités. L'extraction du gaz par des techniques conventionnelles (production primaire sans stimulation des puits) rend souvent ces projets incertains sur le plan économique.

Dans les deux exemples suivants, la technique de la fracturation hydraulique a été utilisée avec succès pour améliorer la productivité des puits de développement :

- Pour le champ allemand onshore de Leer, des puits de production horizontaux hydrauliquement multi-fracturés ont été réalisés.
- Pour la zone offshore des champs hollandais des blocs L12-L15, des puits en long déport ont été forés depuis les installations existantes. Des opérations de fracturation hydrauliques ont également été réalisées.

Dans les deux cas, la fracturation hydraulique a permis d'ouvrir la voie à l'exploitation économique des réservoirs de faibles perméabilités. Des développements futurs sont envisagés dans d'autres zones.

Le champ Rotliegend faiblement perméable de Leer
Un développement avec des puits horizontaux hydrauliquement multi-fracturés

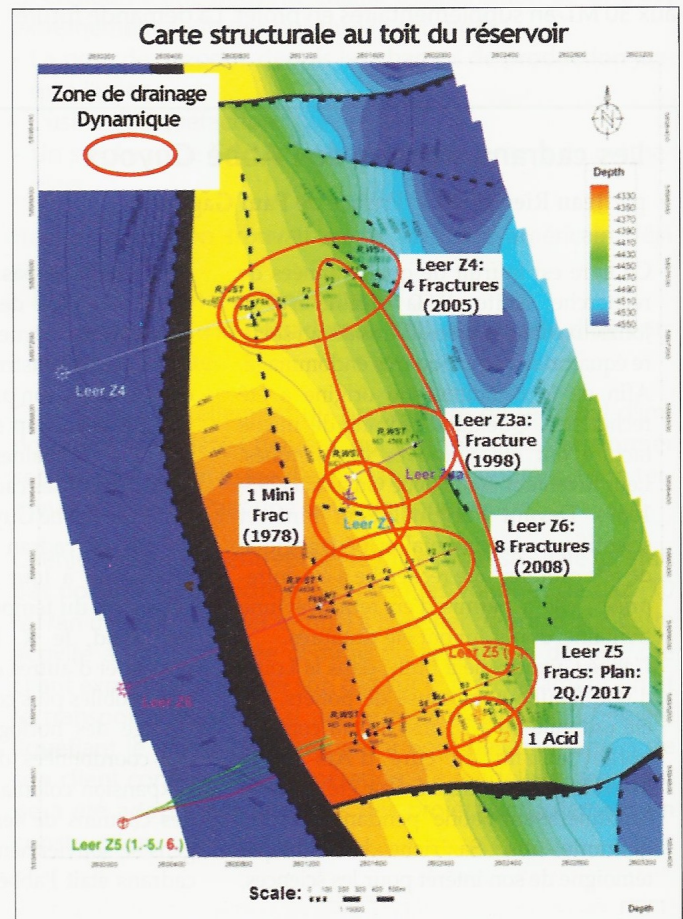


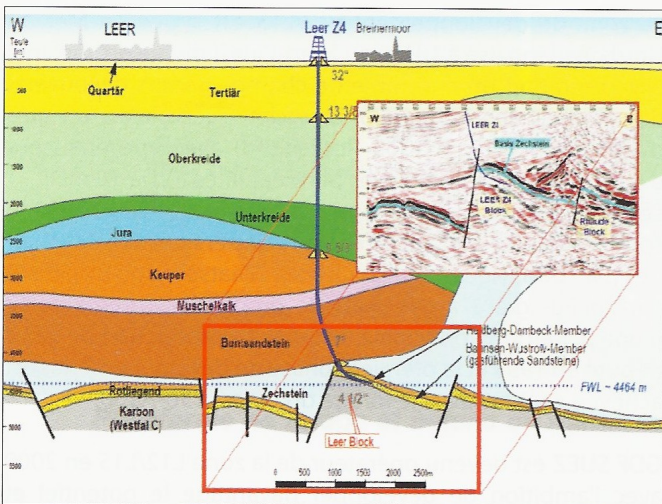
Le champ de Leer est situé dans la Formation géologique Rotliegend (d'âge Permien Inférieur) du Nord de l'Allemagne, à la frontière avec les Pays-Bas dans la zone communément appelée Ost-Friesland.

Géologie régionale : La zone fait partie du Bassin nord allemand. La section du Nord est caractérisée par un diapirisme très étendu du sel du Zechstein (dôme de sel) qui a structuré et faillé la couverture Mésozoïque.

La structuration actuelle du Ost-Friesland est dominée par des systèmes continus de failles normales orientées NNO-SSE, celles-ci étant fréquemment décalées en échelons d'orientation NO-SE.

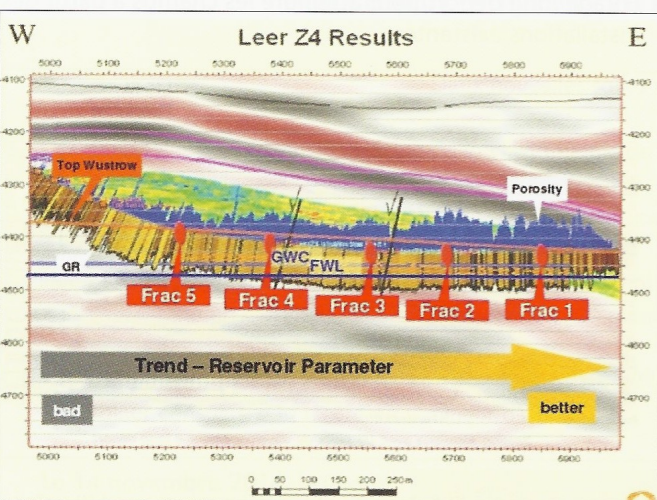
Sur des sections régionales O-E, la base du Zechstein s'enfoncé en «marches d'escalier» du Groningen High (2 600 m), au Bloc Jemgum (3500 m), au bloc Tweehusen-Rheiderland (3 900 m) jusqu'au profond Graben de l'Ems (4 800 m). À l'est de ce Graben, la structure de Leer interrompt ce schéma en formant un haut structural régional (4 300 m) pour la formation géologique du Rotliegend.





Réservoir : Les formations du Rotliegend, du Bahnsen, du Wustrow et du Ebstorf ont été déposées dans des environnements désertiques comprenant des dunes éoliennes, des plaines sableuses et quelques rares chenaux fluviaux. Les grès du Rotliegend se situent à une profondeur d'environ 4 400 m dans des conditions de haute pression (680 bar) et haute température (150°C). Le réservoir de Leer est constitué de grès de faibles à ultra faibles perméabilités (0,01 à 0,1 mD). Cependant, certains niveaux plus perméables peuvent contribuer favorablement à la productivité des puits. C'est le cas dans la partie Est du bloc de Leer qui montre également des systèmes de failles orientées NNO-SSE favorables aux écoulements des fluides.

Historique du champ : Le champ de gaz a été découvert par le puits d'exploration Leer Z2 en 1971. Cependant, aucune



Leer Z4 (2005) :
 Longueur Horizontale = 680 m
 4 stimulations hydrauliques
 K=0,10 mD
 Débit de gaz initial = 20 000 Nm³/h @ pression tête = 325 bar
Leer Z6 (2008/09) :
 Longueur Horizontale = 880 m
 8 stimulations hydrauliques
 K=0,060 – 0,010 mD
 Débit de gaz initial = 10 000 Nm³/h @ pression tête = 110 bar

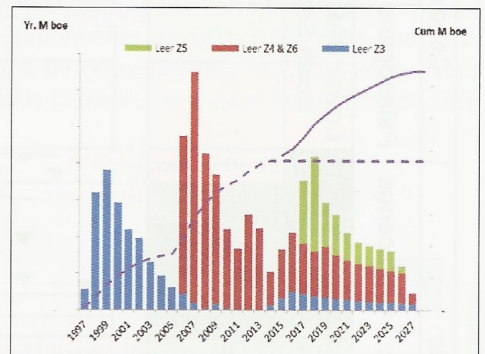
production économique n'a été possible en utilisant les techniques conventionnelles de stimulation (perforation et traitement acide). Un puits ultérieur vertical (Leer Z3), réalisé en 1982, a confirmé ces résultats décevants, mais a prouvé la présence de niveaux de réservoirs de meilleure qualité.

Le premier puits mis en œuvre avec succès fut la reprise en déviation du puits Leer Z3a vers l'Est, suivi d'une unique fracturation hydraulique. À ce stade, il a été conclu que de futurs puits verticaux stimulés par une unique fracture hydraulique ne permettraient pas de produire un volume de gaz suffisant du fait de la faible perméabilité du réservoir. Cependant, le résultat positif de la fracturation du puits a démontré que la meilleure stratégie de développement consisterait en des puits horizontaux stimulés par plusieurs fracturations hydrauliques. Les puits Leer Z4 et Leer Z6 ont donc été forés et fracturés. Ces opérations ont été accomplies sans aucun incident environnemental ni difficulté avec la population locale.

Gaz en place : Le cas le plus probable du volume statique en place initial est de 4 300 Million Nm³. Cependant, sur la base des connaissances actuelles, environ 50% de ce gaz est situé

dans les parties les moins perméables du réservoir. Actuellement la production du gisement provient de trois puits producteurs :

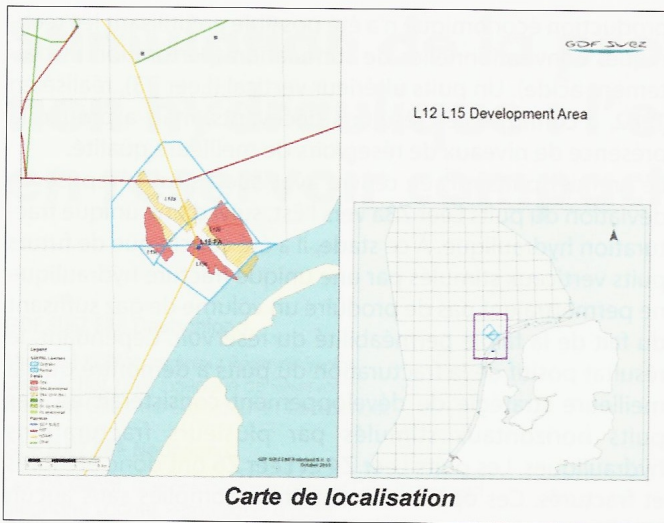
- Leer Z3a - une fracturation hydraulique en 1998, puits dévié.
- Leer Z4 - quatre fracturations hydrauliques en 2005, puits horizontal.
- Leer Z6 - huit fracturations hydrauliques en 2008, puits horizontal.



Dynamiquement, un volume en place initial de 2 055 millions Nm³ est connecté par les puits actuels. Sur la base d'une production cumulative de 770 millions Nm³ à la fin 2014, le taux de récupération est de 37%. Les réserves ultimes sont estimées à 1 210 millions Nm³ soit un facteur de récupération final d'environ 60%. Ces réserves sont basées sur la mise en œuvre de multiples fracturations hydrauliques dans le puits Leer Z5 qui devrait contribuer à la production de 160 millions Nm³.

Long terme : Le développement futur du gisement comprend l'installation et la mise en service de la compression début 2015. De plus, sous réserves de l'obtention des autorisations administratives, les travaux de fracturation hydraulique du puits Leer Z5 sont planifiés à mi-2017.

Développement des champs gaziers L12/L15
Une vitrine pour les technologies de forage à long déport et de fracturation hydraulique



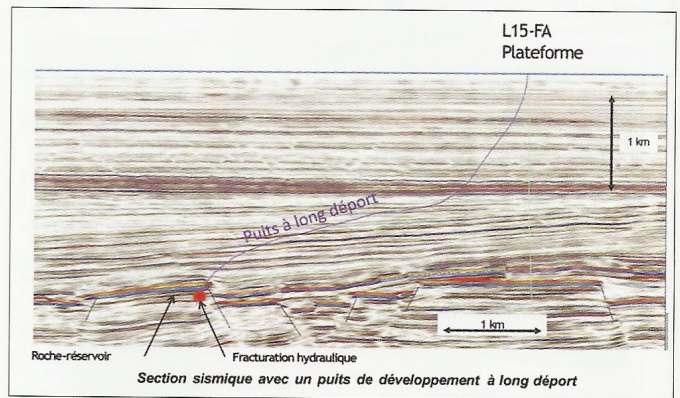
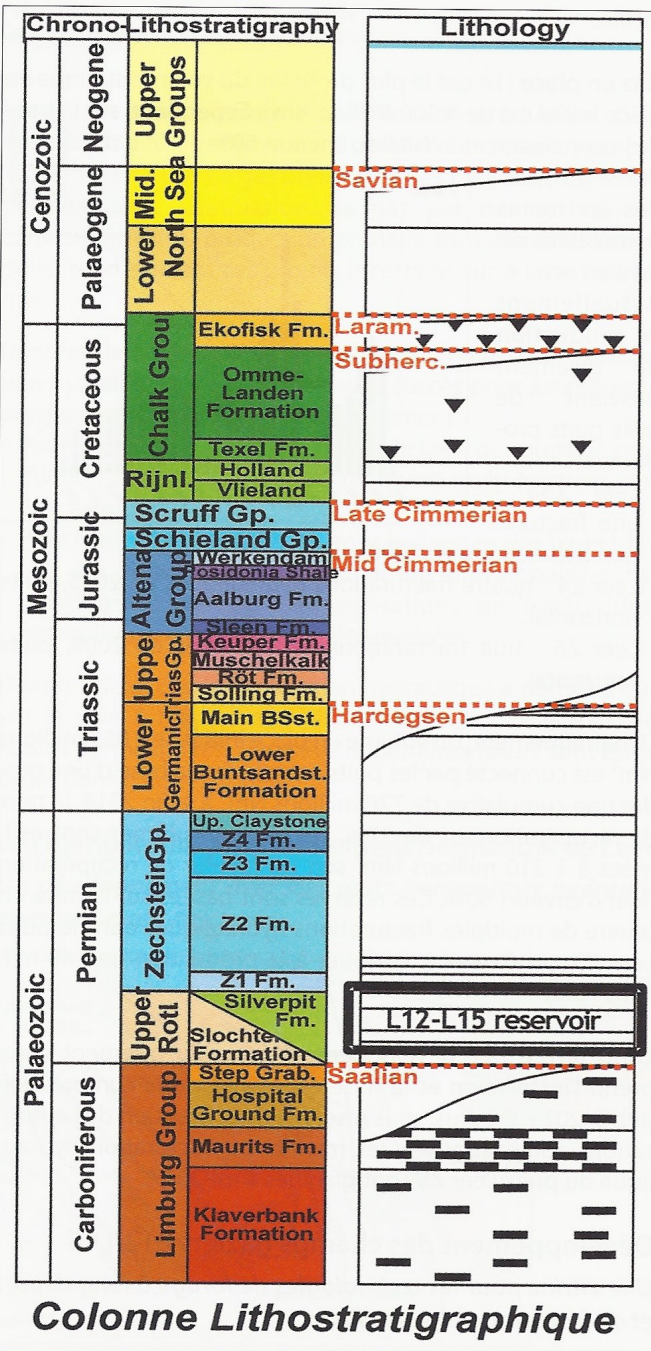
La zone de développement L12/L15 est située en Mer du Nord néerlandaise à 10 km au Nord-Ouest de l'île de Vlieland. Elle comprend un ensemble de champs gaziers découverts dans les années 1970-1980. La roche réservoir est un grès d'âge Permien (Formation Rotliegend) avec une épaisseur d'environ 100 m et de faibles perméabilités (0,1 à 10 mD). Les réservoirs se situent à une profondeur d'environ 3000 m sous le fond de la mer. Ces champs gaziers ont été développés par NAM (Nederlandse Aardolie Maatschappij BV) et ses partenaires grâce à des puits de production forés à partir d'une plateforme principale (L15-FA). La production de gaz a débuté en 1993 et la première phase de développement s'est achevée en 2000 avec le forage du puits L15b-A106.

GDF SUEZ est devenu opérateur de la zone L12/L15 en 2009 avec l'ambition de développer davantage le potentiel et d'augmenter les réserves. À cette époque, certains champs n'étaient pas développés en raison de mauvaises propriétés réservoir (perméabilités <1 mD) et d'une distance les séparant de la plateforme de production supérieure à 3 km.

Bien que des fracturations hydrauliques aient été réalisées par NAM au cours de la première phase de développement dans les années 1990, GDF SUEZ a dû reprendre les études en amont en raison des propriétés réservoirs dégradées des champs à développer.

GDF SUEZ a alors réalisé des études de faisabilité en mettant en œuvre des modélisations et simulations sous-sol de pointe. C'est ainsi qu'un concept de «redéveloppement» basé sur deux solutions techniques clefs a été défini :

- Fracturation hydraulique optimisée pour améliorer les propriétés des réservoirs.
- Forage long déport pour atteindre les champs à partir des installations existantes.



L'association de simulations dynamiques et modélisations géo-mécaniques avancées a permis d'optimiser le design des fracturations hydrauliques. L'objectif était de créer des fractures aux dimensions de l'ordre de 50-100 m dans le réservoir principal situé à environ 3 000 m de profondeur sous le niveau de la mer. Au-delà de la modélisation, des efforts importants ont été consacrés à la planification des opérations et des aspects sécurité et environnement (HSE). La fracturation hydraulique est une opération complexe au cours de laquelle des centaines de tonnes d'un mélange eau-«proppant» sont injectées sous haute pression dans la roche



Plateforme de forage et bateau de fracturation sur le site L15-FA

réservoir. Pour L12/L15, elle impliquait également l'utilisation simultanée de la plateforme de production, d'une plateforme de forage «jack-up» et d'un bateau pour la fracturation hydraulique.

En ce qui concerne les opérations de forage, la modélisation et des technologies spécifiques ont également été nécessaires. Le forage des puits à long déport implique généralement des sections ayant une déviation supérieure à 60 degrés par rapport à la verticale. Ces déviations de puits et des lithologies souvent hétérogènes engendrent des pro-

blèmes de stabilité. Une modélisation géo-mécanique est alors nécessaire afin de prévoir les contraintes *in situ* et la résistance des roches. Ceci permet de définir une architecture de puits et des paramètres de forage optimums. Ainsi, les avancées récentes des équipements et des fluides de forage haute performance ont contribué au succès de ces opérations.

Depuis 2009, GDF SUEZ a foré et mis en production deux nouveaux puits de développement. Des fracturations hydrauliques ont été réalisées avec succès dans chacun de ces puits à long déport en respectant les standards HSE en vigueur. Les réserves restantes ont été plus que doublées et le niveau de production de gaz des champs de la zone L12/L15 maintenu. La durée de vie des installations L12/L15 est maintenant prolongée de manière substantielle. Ces expériences réussies ont renforcé les capacités opérationnelles de GDF SUEZ. Elles vont permettre d'accéder à de nouvelles réserves en Mer du Nord néerlandaise et plus généralement dans les régions où GDF SUEZ est actif. ■