

ANNEXE 4 : Mémoire technique

***Demande de prolongation de la concession
de La VIGNOTTE***



TABLE DES MATIERES

1	INTRODUCTION	4
2	LES LIMITES DU PERIMETRE SOLLICITE	5
3	HISTORIQUE DE LA DECOUVERTE ET DU DEVELOPPEMENT	6
3.1	Historique de la découverte	6
3.2	Historique de l'exploitation et coupes des puits	10
4	PROPRIETES DU GISEMENT DE LA VIGNOTTE	14
4.1	Contexte structural	14
4.1.1	<i>Interprétations structurales E.A.P</i>	14
4.1.2	<i>Interprétations structurales Geopetrol S.A</i>	17
4.2	Propriétés du réservoir	20
4.2.1	<i>Données géologiques et de réservoir</i>	21
4.2.2	<i>Interprétations des diagraphies</i>	25
4.3	Propriétés de l'huile au Chaunoy	25
4.4	Propriétés de l'huile au Rhétien	25
5	ESTIMATION DES RESERVES ET PERSPECTIVES DE PRODUCTION	26
5.1	Données historiques des réserves au Rhétien	26
5.2	Analyse du gisement	26
5.2.1	<i>Historique de la production de LVI1</i>	26
5.2.2	<i>Historique de la production de LVI2D</i>	27
5.2.3	<i>Analyse des pressions du gisement et indice de productivité</i>	28
5.2.4	<i>Conclusions sur le comportement des puits LVI2D</i>	29
5.3	Perspectives de production	30
5.4	Conclusions	33
6	DESCRIPTION DES TRAVAUX D'EXPLOITATION ENVISAGES	34
7	POTENTIEL DE RECONVERSION ET CESSATION D'ACTIVITE	34
8	EQUILIBRE ECONOMIQUE DU PROJET	34

TABLE DES ILLUSTRATIONS

Figure 1 : Localisation de la concession de La Vignotte	6
Figure 2 : Carte structurale du toit du Trias (source IFP, 2002).....	7
Figure 3 : Schéma structural du Trias, actualisation 2014, limites des concessions en vert	8
Figure 4 : Carte d'épaisseur du Chaunoy et des marnes supérieures avec indication des zones de production d'hydrocarbures (source IFP, 2002).....	9
Figure 5 : coupe du puits LVI1 après bouchage en octobre 2005 par Geopetrol.....	11
Figure 6 : Coupe du puits LVI2D.....	13
Figure 7 : Carte structurale du toit du Chaunoy. E.A.P 1992 (avant forage de LVI2D).....	15
Figure 8 : Carte structurale du toit du Chaunoy. E.A.P 1994 (après forage de LVI2D).....	16
Figure 9 : les différents retraitements sismiques réalisés par Geopetrol S.A. sur la zone Nesles - Pézarches - La Vignotte.....	17
Figure 10 : Carte structurale du Chaunoy - secteur de Nesles – Pézarches – La Vignotte. Geopetrol 2003	18
Figure 11 : Carte structurale du toit du Chaunoy, Geopetrol 2008	20
Figure 12 : Environnement des dépôts Chaunoy-Rhétien dans le secteur Nesles-Pézarches-La Vignotte	21
Figure 13 : Principaux faciès dans le Chaunoy de Nesles - Pézarches - La Vignotte.....	22
Figure 14 : Corrélations des réservoirs Chaunoy et Rhétien aux puits NSL1, NSL2ST, PZH1, LVI2D et LVI1	24
Figure 15 : Historique de production du puits LVI1.....	27
Figure 16 : Historique de production du puits LVI2D	28
Figure 17 : Historique des mesures de la pression statique - LVI2D	29
Figure 18 : Tableau de prévisions de production de LVI2D – profil 1P	30
Figure 19 : Graphe de prévisions de production huile de LVI2D – profil 1P.....	31
Figure 20 : Tableau de prévisions de production de LVI2D – profil 2P	32
Figure 21 : Graphe de prévisions de production huile et BSW de LVI2D – profil 2P	32

1 INTRODUCTION

L'objectif de ce mémoire technique est de présenter les principales étapes des travaux d'exploitation en rapport avec la demande de renouvellement de la concession de La Vignotte.

Le gisement Rhétien de La Vignotte est exploité par le puits LVI2D foré par la société Elf Aquitaine Production (E.A.P) en janvier 1993. C'est le seul puits en exploitation sur la concession puisque le puits LV11 qui exploitait les grès du Chaunoy (Norien, Trias) a été bouché en octobre 2005 par Geopetrol. Le puits dévié LVI2D avait initialement pour objectif les grès du Chaunoy qui ont été trouvés plus bas que prévu, de qualité médiocre et avec une forte saturation en eau. Des indices observés en cours de forage dans les grès du Rhétien ont ensuite été confirmés par diagraphies puis par des tests de production.

Lors de sa mise en production en avril 1993, la production d'huile à partir des grès du Rhétien a atteint un pic de 70m³/j avant de se stabiliser sur un plateau de 25m³/j d'huile jusqu'en 1997. A partir de cette date, la production d'huile a suivi un faible déclin régulier en raison de la baisse progressive de la pression du gisement. Le puits est resté anhydre depuis sa mise en production jusqu'à la date d'aujourd'hui. La production d'huile actuelle est d'environ 6m³/j.

Le réservoir du Rhétien de La Vignotte est constitué d'un banc de grès de 7m environ d'épaisseur, de bonne porosité (14% de porosité en moyenne) et de bonne perméabilité de plusieurs dizaines de millidarcys. Contrairement aux réservoirs du Chaunoy, les grès du Rhétien de La Vignotte ne bénéficient pas d'un maintien de pression par aquifère naturel. Afin de limiter la baisse de la pression du gisement et donc la baisse de la production, Geopetrol a régulièrement adapté les cadences de pompage et modifié la complétion pour contrôler au mieux le soutirage du réservoir.

En 2008, Geopetrol a initié la réinterprétation des données sismiques 2D et des données géologiques des différents niveaux réservoirs du Rhétien et du Chaunoy sur une vaste zone englobant les concessions de Nesles, Pézarches et La Vignotte. Cette étude a montré que le puits LVI2D avait été positionné au sommet de la structure par l'ancien opérateur sans possibilité d'implantation d'un nouveau forage de développement. L'interprétation pétrophysique de cette étude a montré qu'il n'existait pas d'autres niveaux réservoir que celui actuellement en production au puits LVI2D.

Nous avons également initié des réflexions préliminaires sur l'éventuel potentiel de reconversion des gisements et des plateformes. Deux études ont notamment été réalisées avec le BRGM afin d'analyser le potentiel de valorisation de la chaleur issue de l'eau des formations géologiques sur la concession de La Vignotte. Un travail équivalent a été mené sur la concession de Nesles. La proximité de ces concessions et les conclusions de ces études nous incitent à considérer une gestion mutualisée des eaux chaudes de ces gisements et poursuivre l'analyse d'une éventuelle valorisation commune de leurs calories.

Ainsi, les études menées ou en cours de réalisation à partir des données géologiques et des données de gisement ainsi que les opérations réalisées illustrent le potentiel pétrolier restant ainsi que l'intérêt de poursuivre les analyses pour identifier et caractériser le potentiel de reconversion du puits et de sa plateforme en capitalisant par exemple sur le potentiel calorique des eaux chaudes des formations géologiques (Trias, Dogger). La modernisation des installations de surface réalisée en 2020 a permis de pérenniser la production et d'améliorer le processus de citernage du pétrole brut.

L'ensemble de ces éléments viennent motiver notre demande de renouvellement de la concession.

2 LES LIMITES DU PERIMETRE SOLLICITE

La concession de La Vignotte couvre une superficie de 9.3 km² environ et porte sur partie du territoire des communes de Lumigny-Nesles-Ormeaux, Pézarches, Le Plessis-Feu-Aussoux et Touquin dans le département de la Seine-et-Marne. Elle est constituée par les arcs de méridiens et de parallèles joignant successivement les sommets définis ci-après par leurs coordonnées géographiques, le méridien origine étant celui de Paris :

Sommet	Longitude (grades E)	Latitude (grades N)
A	0,72	54,16
B	0,76	54,16
C	0,76	54,15
D	0,78	54,15
E	0,78	54,13
F	0,74	54,13
G	0,74	54,14
H	0,72	54,14

Le territoire de la concession se situe à environ 32 km au nord-est de la ville de Melun, et 8 km au nord de la ville de Rozay-en-Brie. Le champ pétrolier est constitué du puits LVI2D qui se situe sur la commune de Pézarches à environ 1km environ à l'est du bourg de Pézarches et à 600m environ à l'ouest du bourg de Touquin, à la cote altimétrique du puits LVI2D est de 112.2 m EPD environ (Figure 1).

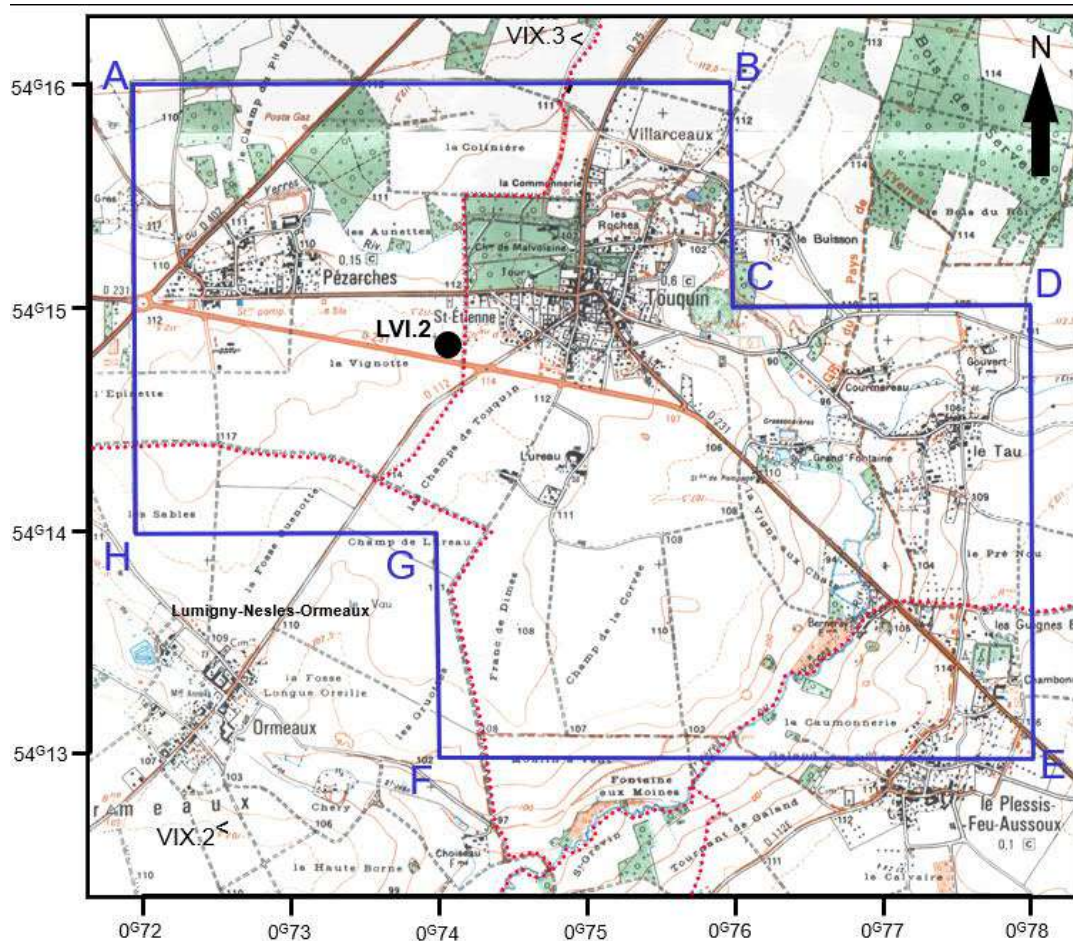


Figure 1 : Localisation de la concession de La Vignotte

3 HISTORIQUE DE LA DECOUVERTE ET DU DEVELOPPEMENT

3.1 Historique de la découverte

Le gisement de La Vignotte a été découvert par le forage du puits LVI1 en mai 1991 par Elf Aquitaine Production (E.A.P) sur la partie sud-ouest de l'ancien permis d'exploration de Beauthiel. Le gisement de La Vignotte est situé dans la partie centrale du Bassin Parisien (Champagne Ouest), dans une zone très profonde puisque le Trias se situe entre -2300m/NM et -2500m/NM, (Figure 2).

C'est dans ce secteur que les roches mère Liassiques (argiles de l'Aalénien et argiles noires – schistes cartons du Toarcien) sont matures et que les hydrocarbures liquides ont migré verticalement jusqu'aux pièges pétroliers.

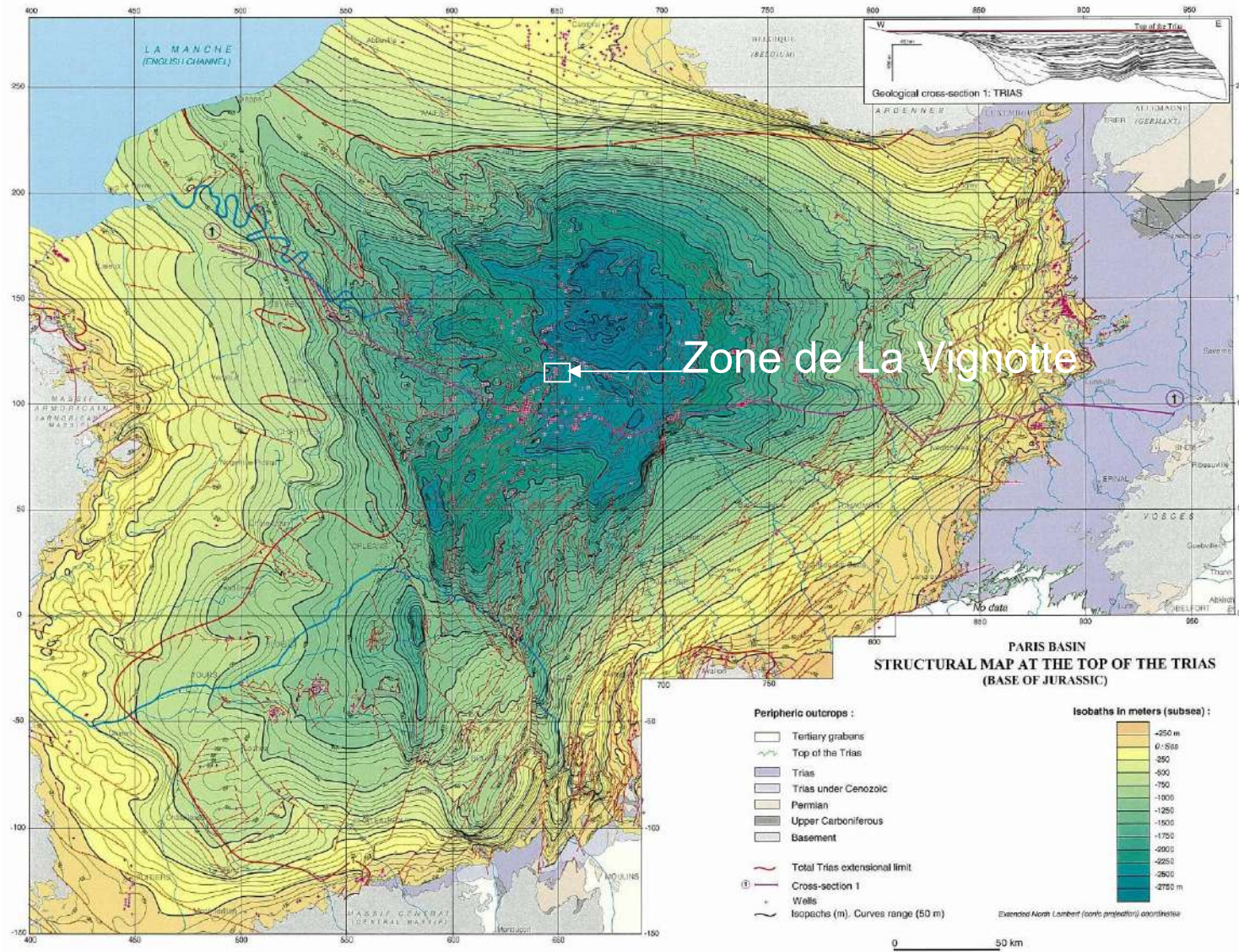


Figure 2 : Carte structurale du toit du Trias (source IFP, 2002)

D'un point de vue structural, la zone de La Vignotte se situe au sein d'un ensemble d'accidents régionaux orientés N20E et d'extension pluri-kilométriques ainsi que le montre le schéma structural au Trias issu de l'interprétation de Geopetrol en 2008, schéma réactualisé en 2014 (Figure 3). Ces accidents prennent une orientation N70E en se dirigeant vers le sud-ouest au niveau des gisements de Sivry et de Brie-Chartrettes.

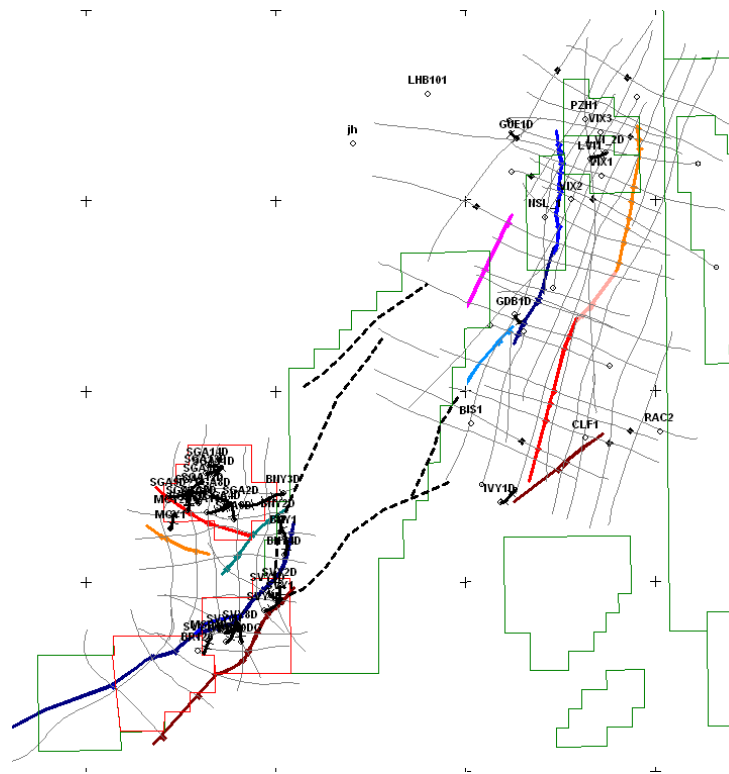


Figure 3 : Schéma structural du Trias, actualisation 2014, limites des concessions en vert

De nombreux gisements d'hydrocarbures se trouvent à proximité de la concession de La Vignotte avec le gisement majeur de Chaunoy au sud-ouest de la concession, le gisement de Pézarches directement au nord et le gisement de Champotran à l'est. Tous ces gisements produisent à partir des réservoirs de grès du Chaunoy (Norien / Trias), (Figure 4).

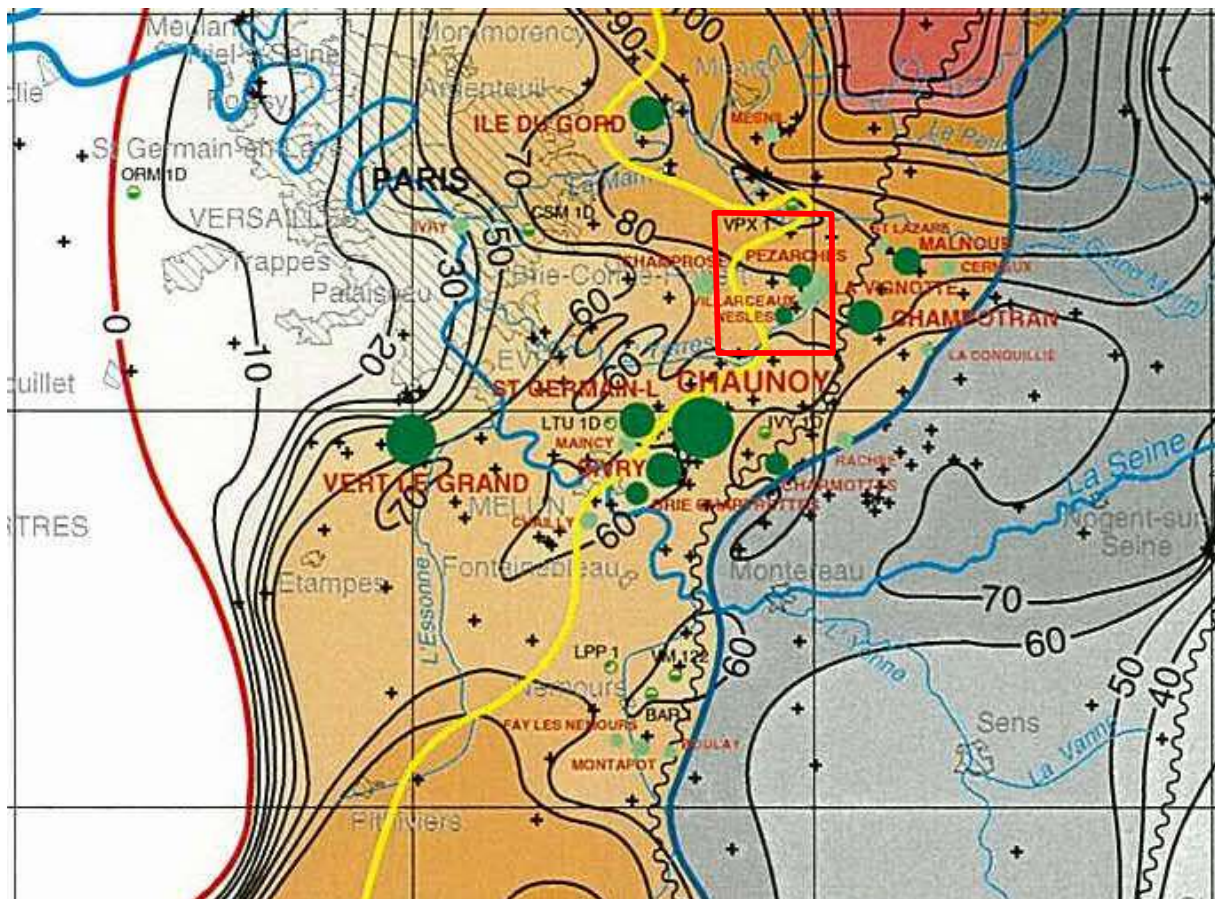


Figure 4 : Carte d'épaisseur du Chaunoy et des marnes supérieures avec indication des zones de production d'hydrocarbures (source IFP, 2002)

La découverte du gisement de La Vignotte s'est faite grâce au forage du puits vertical LV11 par Elf Aquitaine Production (E.A.P) en mai 1991 suivi en janvier 1993 par le forage en déviation vers l'est du puits de développement LVI2D. L'objectif principal de ces deux puits était la reconnaissance et l'exploitation du potentiel pétrolier des réservoirs gréseux du Chaunoy (Keuper) au niveau d'un panneau structural situé dans le même ensemble que le gisement de Pézarches plus au nord et que le gisement de Chaunoy au sud-ouest. Le Dogger et le Rhétien étaient des objectifs secondaires et en effet, ils ne présentaient pas d'indices dans le puits LV11.

En revanche, un ensemble de grès poreux et perméables de 7m environ d'épaisseur a été identifié par diagraphies et testés à huile dans le Rhétien du puits LVI2D. Les réservoirs gréseux du Chaunoy de LVI2D ayant montré de mauvaises propriétés pétrophysiques sur carottes et sur diagraphies, c'est donc à partir des grès du Rhétien que le puits LVI2D a été mis en production à partir d'avril 1993.

Le toit du réservoir Rhétien a été rencontré au puits LVI2D à la cote 2594m MD (-2302m/NM) et la base à 2601.7m MD (-2309m/NM) pour une épaisseur de 7m. Cette valeur est beaucoup plus importante qu'aux puits voisins LV11, NSL1, NSL2ST et PZH1 dans lesquels les niveaux de grès sont plus fins (1m à 2m d'épaisseur) et nettement plus argileux. Il est remarquable de noter l'absence de ce banc de grès productif dans le puits LV11 malgré la proximité géographique des deux puits (800m au toit du Rhétien). Ceci illustre la grande variabilité de la distribution des chenaux de grès dans la formation du Rhétien.

Un seul niveau réservoir relativement homogène de 7m d'épaisseur a été identifié sur diagraphies notamment grâce au Gamma-Ray et au Neutron-densité. Ce niveau a été perforé,

testé et mis en production en avril 1993. Aucun plan d'eau n'a été observé au niveau du puits ce qui a été confirmé par la quasi-absence d'eau de formation dans la production historique du puits. La production a d'abord été éruptive puis réalisée par pompage aux tiges à partir de mai 1994. La concession a été rachetée en décembre 1996 auprès de E.A.P / Du Pont Conoco par Geopetrol S.A qui a ainsi assuré l'essentiel de la production.

Entre 2008 et 2014, une étude intégrée de géosciences (géologie, géophysique et gisement) réalisée par Geopetrol S.A. et portant notamment sur le retraitement et la réinterprétation de l'ensemble des données sismiques 2D de la zone Nesles – Pézarches – La Vignotte a permis de redéfinir la structure des gisements, plus particulièrement celui de Nesles. Cependant, le contour de la structure de La Vignotte n'a pas été sensiblement modifié et la nouvelle interprétation structurale n'a pas montré de zone haute en dehors du secteur déjà atteint par le puits LVI2D.

3.2 Historique de l'exploitation et coupes des puits

Le puits LVI1 foré en mai 1991 par E.A.P a été mis en production en juillet de la même année dans les grès de Chaunoy. La production, initialement anhydre, est rapidement devenue hydratée. Une diagraphie de production, enregistrée en avril 1993 alors que le BSW était de 67 % a montré que l'eau venait de deux niveaux inférieurs, et que ces niveaux contribuaient à l'essentiel de la production. Le puits a été fermé de mai 1993 à janvier 1994 puis après l'isolation des niveaux hydratés a été remis en production au débit de 25 m³/jour anhydre. La production est restée anhydre jusqu'au début 1995, ensuite le BSW a rapidement augmenté jusqu'à 26 % et le débit d'huile a chuté à 2 m³/jour.

Le puits LVI1 a été fermé en septembre 1996 par E.A.P pour raison économique. Une tentative de remise en production par Geopetrol a eu lieu entre novembre 2000 et août 2001. Des essais de production par pompage aux tiges par intermittence ont été conduits mais n'ont pas été poursuivis faute de résultats satisfaisants car le puits s'hydratait rapidement. La décision de boucher définitivement ce puits a été prise et le bouchage s'est déroulé en octobre 2005.

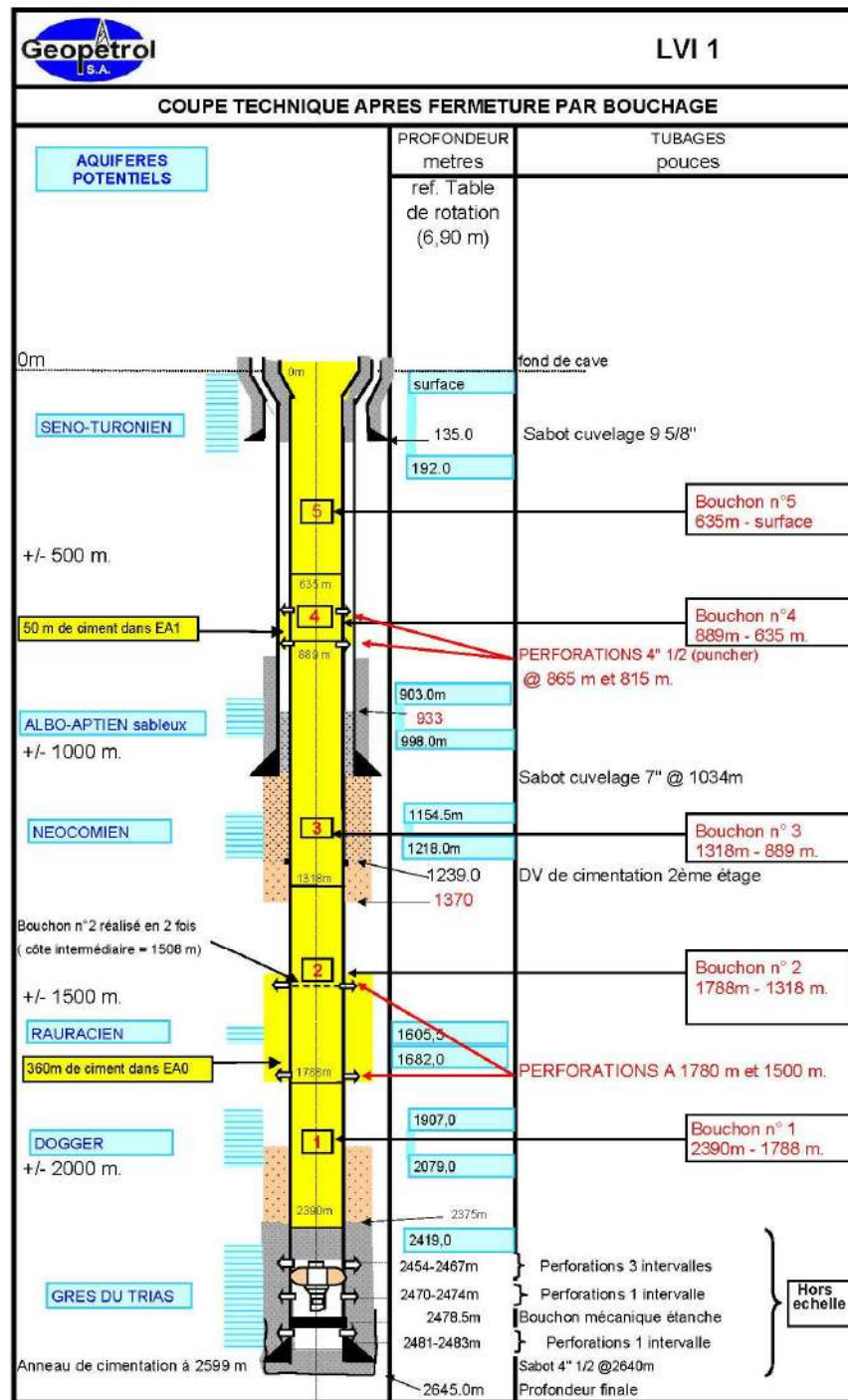


Figure 5 : coupe du puits LVI1 après bouchage en octobre 2005 par Geopetrol

LVI2D a été foré en janvier 1993 par E.A.P et mis en production dans la foulée en avril de la même année par perforation du niveau poreux des grès du Rhétien (dernier étage du Trias) entre 2594.7m MD et 2600.7m MD. Le puits LVI2D est dévié d'environ 800m en direction de l'est.

E.A.P a poursuivi l'exploitation d'hydrocarbures jusqu'à la cession de l'exploitation au profit de Geopetrol qui assure l'exploitation depuis décembre 1996.

En dehors des opérations habituelles de maintenance sur puits et notamment le retrait du packer puis l'ancrage du tubing de production sur le cuvelage 7", Geopetrol a réalisé une

intervention lourde en juin 2005 afin de restaurer l'intégrité du cuvelage 7" par cimentation à 1280m de la zone endommagée. La coupe du puits de LVI2D est présentée sur la Figure 6 ci-dessous. Le puits est équipé avec une complétion de pompage aux tiges. L'équipement du puits en surface permet un suivi régulier des niveaux liquides dans l'espace annulaire EA0 afin d'optimiser le rendement du pompage.

Sur la période 2008-2012, une étude intégrée de géosciences portant sur le retraitement des lignes sismiques et la corrélation détaillée des différents niveaux réservoirs a permis de préciser l'extension des niveaux réservoirs et de préciser les contours de la structure du gisement de La Vignotte.

La modernisation des installations de surface réalisée en 2020 a permis de pérenniser la production et d'améliorer le processus de citernage du pétrole brut.

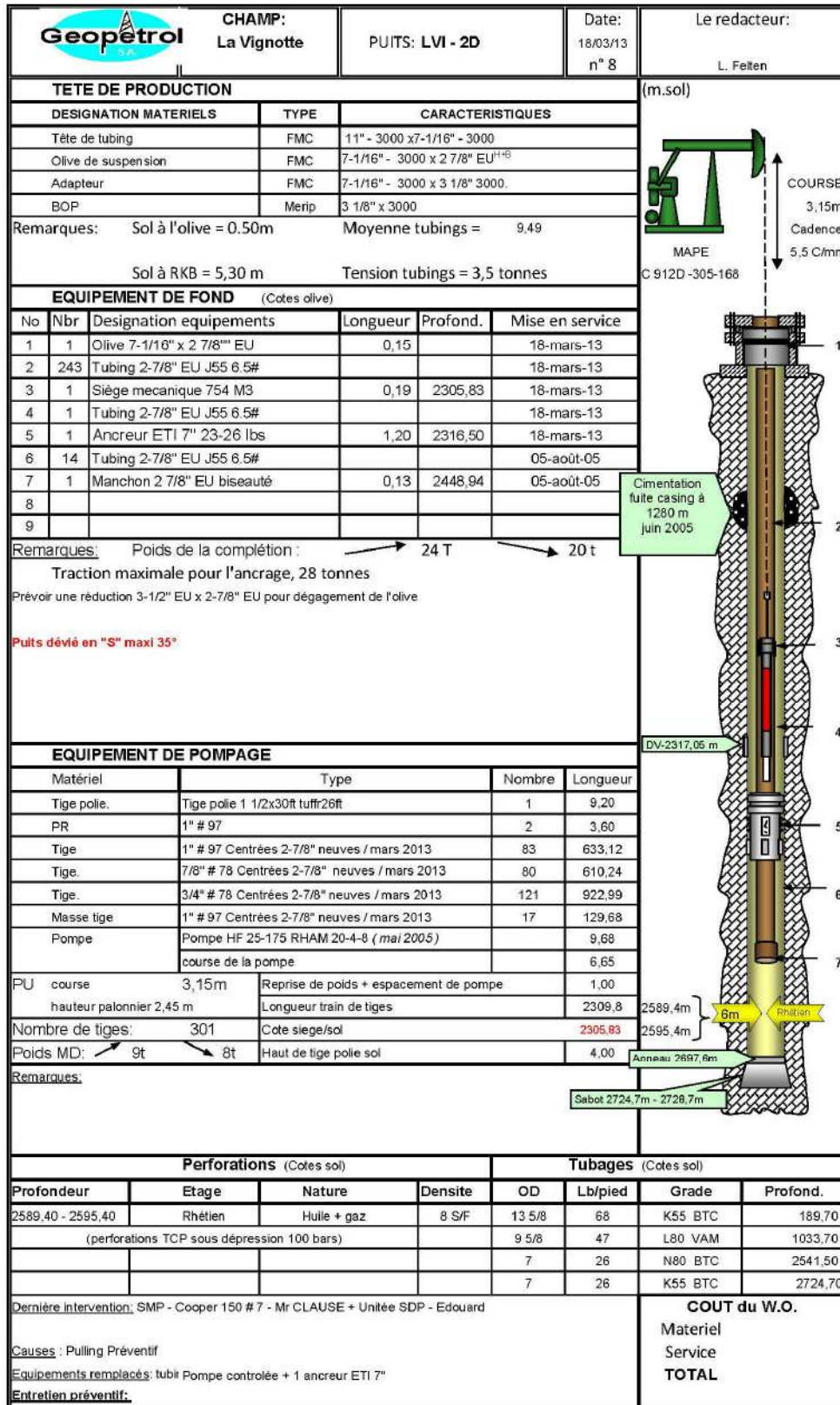


Figure 6 : Coupe du puits LVI2D

4 PROPRIETES DU GISEMENT DE LA VIGNOTTE

4.1 Contexte structural

Plusieurs interprétations structurales se sont succédées depuis la phase d'exploration du permis en 1991 jusqu'en 2014 avec les derniers retraitements sismiques. Les modifications de la structure en profondeur proviennent de la prise en compte des corrections statiques intracraie dans les retraitements sismiques. Ce chapitre résume donc l'historique des retraitements effectués par Geopetrol S.A. ainsi que les interprétations successives depuis celles de E.A.P et détaille l'interprétation Geopetrol S.A. de janvier 2014 sur laquelle nous nous appuyons pour déposer la demande de renouvellement de la concession de La Vignotte.

4.1.1 Interprétations structurales E.A.P

4.1.1.1 Interprétation 1992

La première interprétation de E.A.P a été réalisée en septembre 1992 à la suite de l'acquisition de lignes sismiques 2D fin 1991 et sert d'élément d'implantation du forage dévié LVI2D. Elle est présentée sur la Figure 7 ci-dessous. Cette interprétation structurale montre une structure fermée par failles et allongée selon un axe nord-est – sud-ouest.

Cette carte montre un amont pendage par rapport au puits LVI1. La fermeture structurale de La Vignotte est estimée à 20m ce qui est très proche des fermetures structurales des gisements de Nesles et de Pézarches. On note que les failles qui ferment la structure sont à la fois orientées selon un axe ouest – est qui est la direction de la faille du Pays de Bray et orientées selon la direction nord – sud traduisant l'influence de la structure du gisement de Chaunoy au sud.

La structure de La Vignotte n'est pas unique dans le secteur puisque les culminations de Villarceaux et de Pézarches présentent des formes structurales très voisines et apparaissent en quasi-continuité avec la structure de La Vignotte sur cette carte.

LA VIGNOTTE

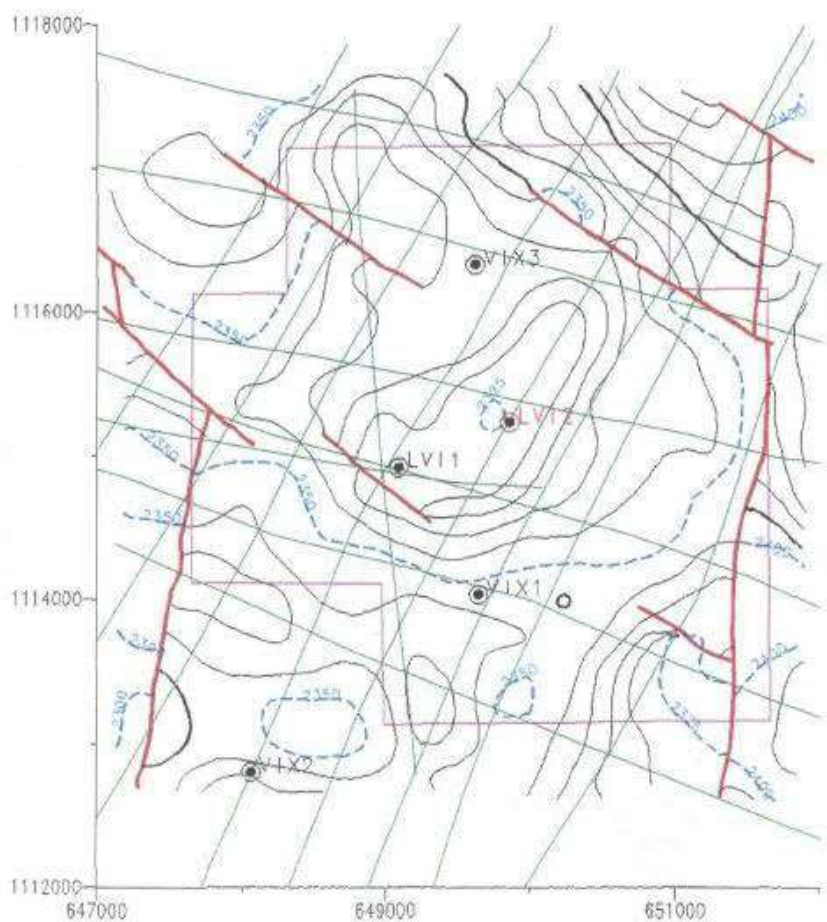


Figure 7 : Carte structurale du toit du Chaunoy. E.A.P 1992 (avant forage de LVI2D)

4.1.1.2 Interprétation 1993

La deuxième interprétation de E.A.P fait suite au forage de LVI2D et à l'intégration de la côte réelle du Chaunoy, rencontrée 15.6m plus bas que prévu. La carte structurale actualisée est présentée sur la Figure 8. La hauteur du piège est encore d'environ 25m conformément à la carte prévisionnelle mais le puits LVI2D se situe sur le flanc est de la structure et à proximité du plan d'eau initial du Chaunoy @ -2360m NM.

La réinterprétation sismique réalisée après forage montre qu'à l'horizon sismique « base Couverture » (équivalent du toit de la formation Chaunoy), le gisement de La Vignotte est plus vaste au nord et au sud de la carte puisqu'il est possible d'envisager un seul piège structural comprenant les gisements de Villarceaux et La Vignotte représentant une surface fermée d'environ 4.5km². La fermeture à l'est est délimitée par le contour @ 2350m NM, les fermetures nord et sud se font sur failles orientées N120E (direction faille de Bray). Seule la fermeture ouest ne peut être délimitée sur cette carte ce qui pourrait indiquer une continuité vers la structure de Pézarches au nord-ouest.

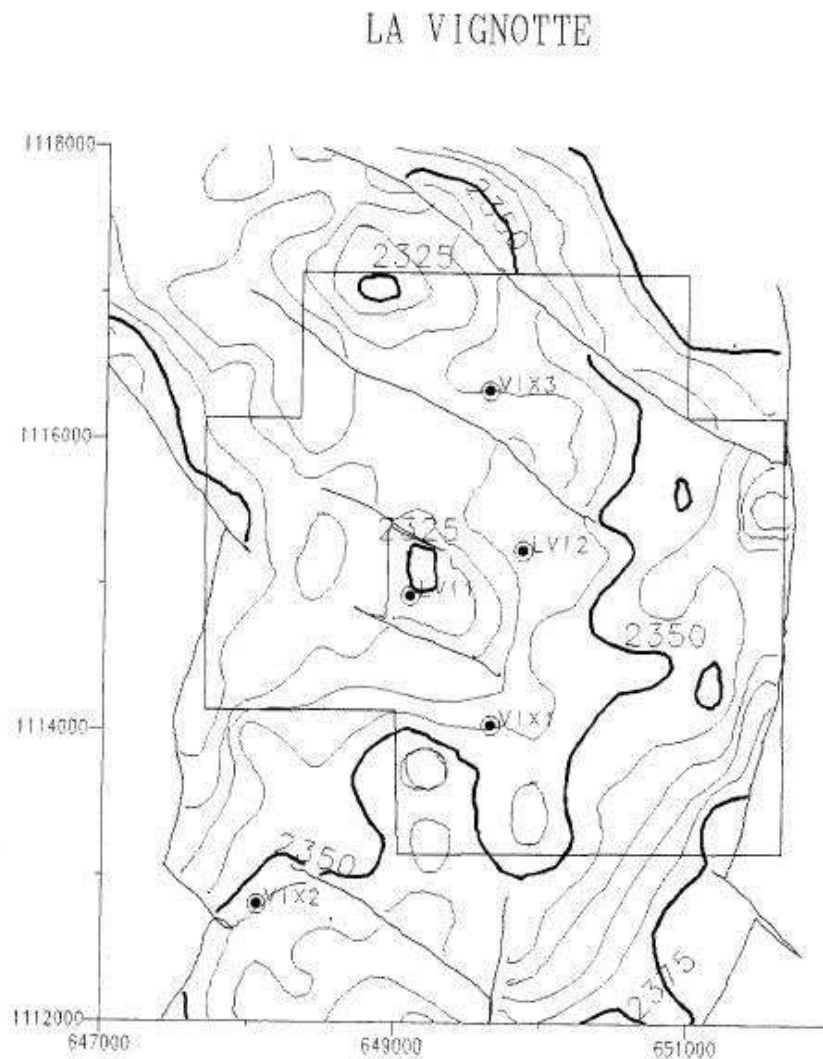


Figure 8 : Carte structurale du toit du Chaunoy. E.A.P 1994 (après forage de LVI2D)

4.1.2 Interprétations structurales Geopetrol S.A.

4.1.2.1 Historique des retraitements sismiques Geopetrol S.A.

Les retraitements sismiques des lignes sismiques 2D réalisés par Geopetrol S.A. ont débuté dès 2001 et se sont poursuivis jusqu'en 2013 :

- Une première phase de retraitement de 44 lignes (650 kms) a eu lieu en 2001 par CGG en incluant les corrections statiques intra-craie réalisées à l'aide d'un modèle géologique ;
- Début 2013, un retraitement de 6 lignes (67 kms) et le traitement de 7 nouvelles lignes (150 kms) couvrant les concessions de Nesles – Pézarches – La Vignotte (NPL) ont été réalisés avec pour objectif principal la zone de redéveloppement du gisement de Nesles.

Les différents retraitements sur la zone NPL sont présentés sur la Figure 9 : retraitement « CGG 2001 » en gris, « NPL 2013 complément 6 lignes » en tirets bleus, « NPL 2013 nouvelles lignes » en tirets rouges. Les limites des concessions de Nesles, Pézarches et La Vignotte sont indiquées sur la figure.

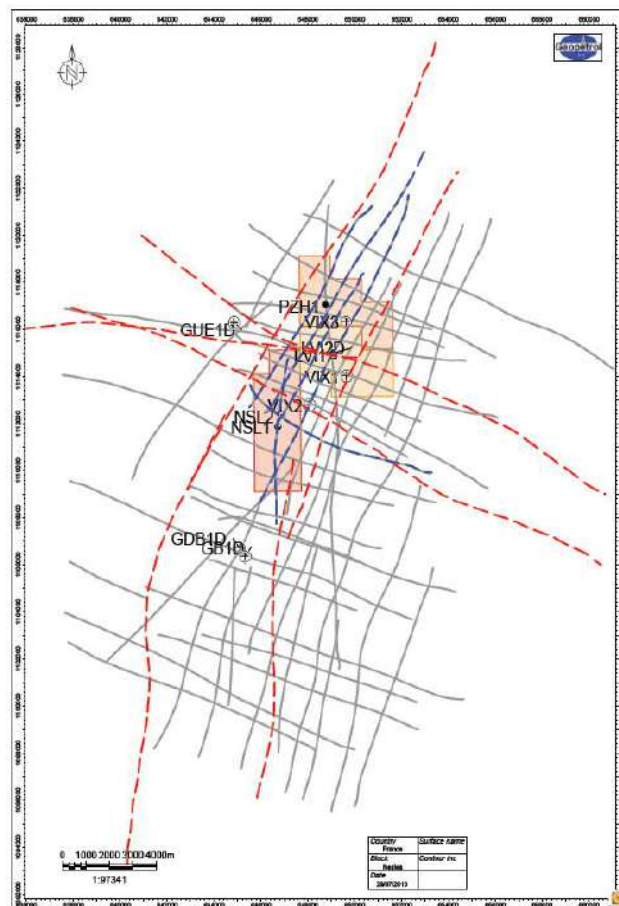


Figure 9 : les différents retraitements sismiques réalisés par Geopetrol S.A. sur la zone Nesles - Pézarches - La Vignotte.

4.1.2.2 Interprétation 2003

Une étape importante dans la mise à jour du modèle structural du gisement de La Vignotte a été franchie avec le retraitement sismique de l'ensemble des lignes sismiques 2D de la zone en incorporant les corrections statiques intra-craie dans la séquence de traitement. Cette correction supplémentaire tient compte des variations parfois très importantes des vitesses sismiques dans la Craie du Crétacé Supérieur en relation avec la diagenèse que cette série a subie et qui a affecté les vitesses sismiques.

Ceci a donné lieu à une nouvelle carte structurale réalisée en 2001 puis complétée en 2003 par l'ajout de deux lignes supplémentaires dans le cadre des études sur l'ancien permis exclusif de recherche dit de « Rosay-en-Brie ». La carte structurale mise à jour en 2003 est présentée sur la Figure 10.

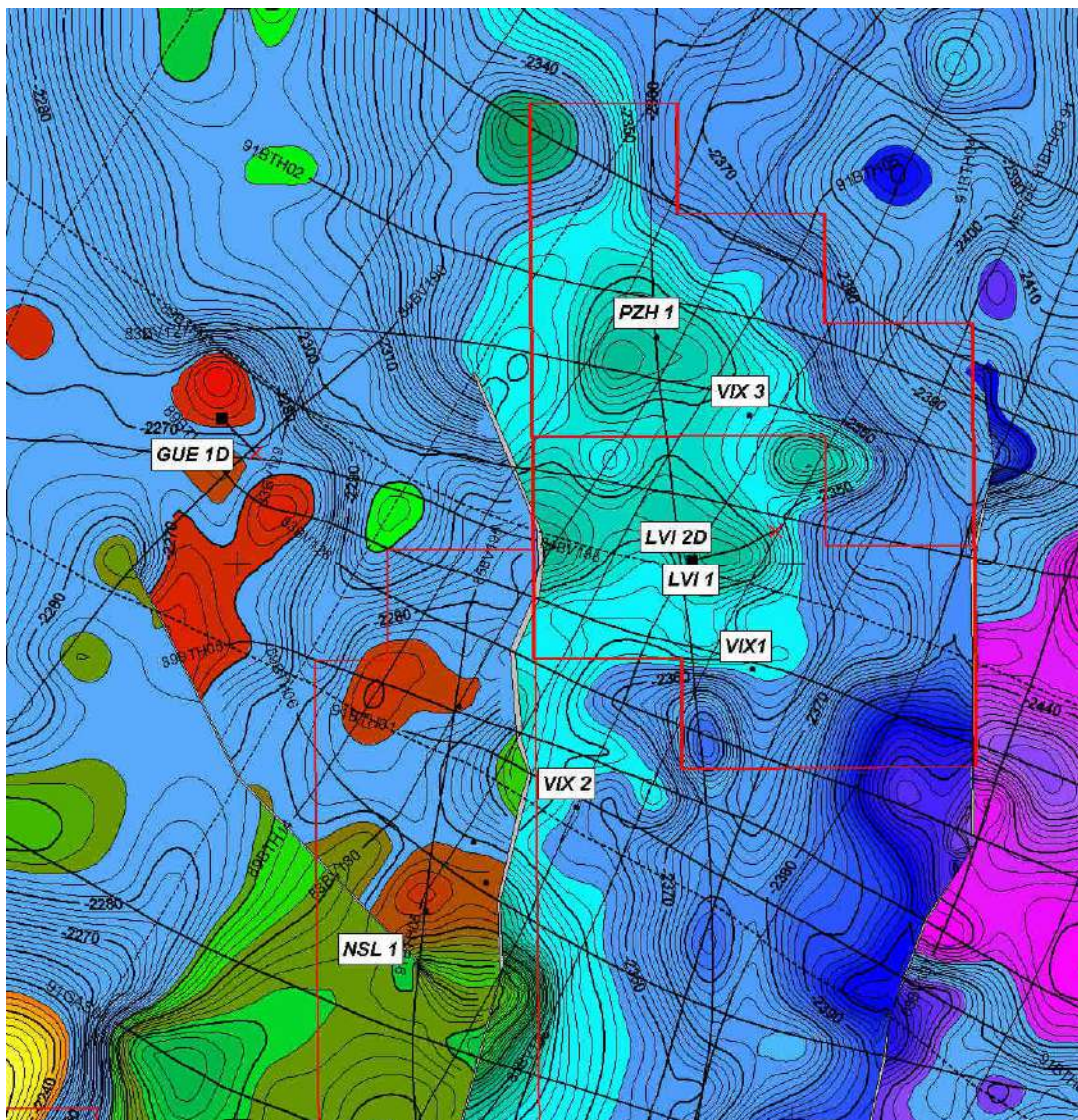


Figure 10 : Carte structurale du Chaunoy - secteur de Nesles – Pézarches – La Vignotte. Geopetrol 2003

La carte structurale 2003 montre que la structure de La Vignotte est peu faillée contrairement à l'interprétation de E.A.P de 1992 et de 1993. La structure est fermée à l'ouest sur une faille orientée nord - sud et que les fermetures nord, est et sud se font sur contour structural. Au Chaunoy, la fermeture structurale est plus réduite qu'auparavant puisque l'on passe de 25m de fermeture à moins de 20m.

4.1.2.3 Interprétation 2008

La réinterprétation systématique des lignes sismiques 2D sur les permis d'exploration et les concessions de Geopetrol S.A. dans le Bassin Parisien a conduit à homogénéiser la convention SEG Y inverse traditionnellement en usage en France ce qui a nécessité une rotation de phase des lignes concernées. En l'absence de cette convention, le pointé de certains horizons dont celui du toit du réservoir Chaunoy sur la concession de Nesles avait été pointé trop bas.

La nouvelle carte structurale du toit du Chaunoy est présentée sur la Figure 11 et montre une structure fermée commune aux puits Pézarches, Villarceaux et La Vignotte ce qui est conforme aux interprétations précédentes de Geopetrol 2003 et E.A.P 1993.

La structure de La Vignotte fait partie d'un bloc structural intermédiaire entre le bloc haut de Nesles – Chaunoy à l'ouest et le bloc structurale bas de Rachée à l'est. Le piège structural de La Vignotte conserve son orientation nord-ouest – sud-est et bien que non visible sur la sismique 2D, la fermeture du flanc nord est se fait très probablement contre faille dont l'orientation est identique à la faille du pays de Bray (N120E).

La carte structurale du toit du réservoir Rhétien est obtenue par simple translation de la carte du toit du Chanoy en retirant une épaisseur constante moyennée à partir des puits LVI1, LVI2D, PZH1, ainsi que les 3 puits de Villarceaux.

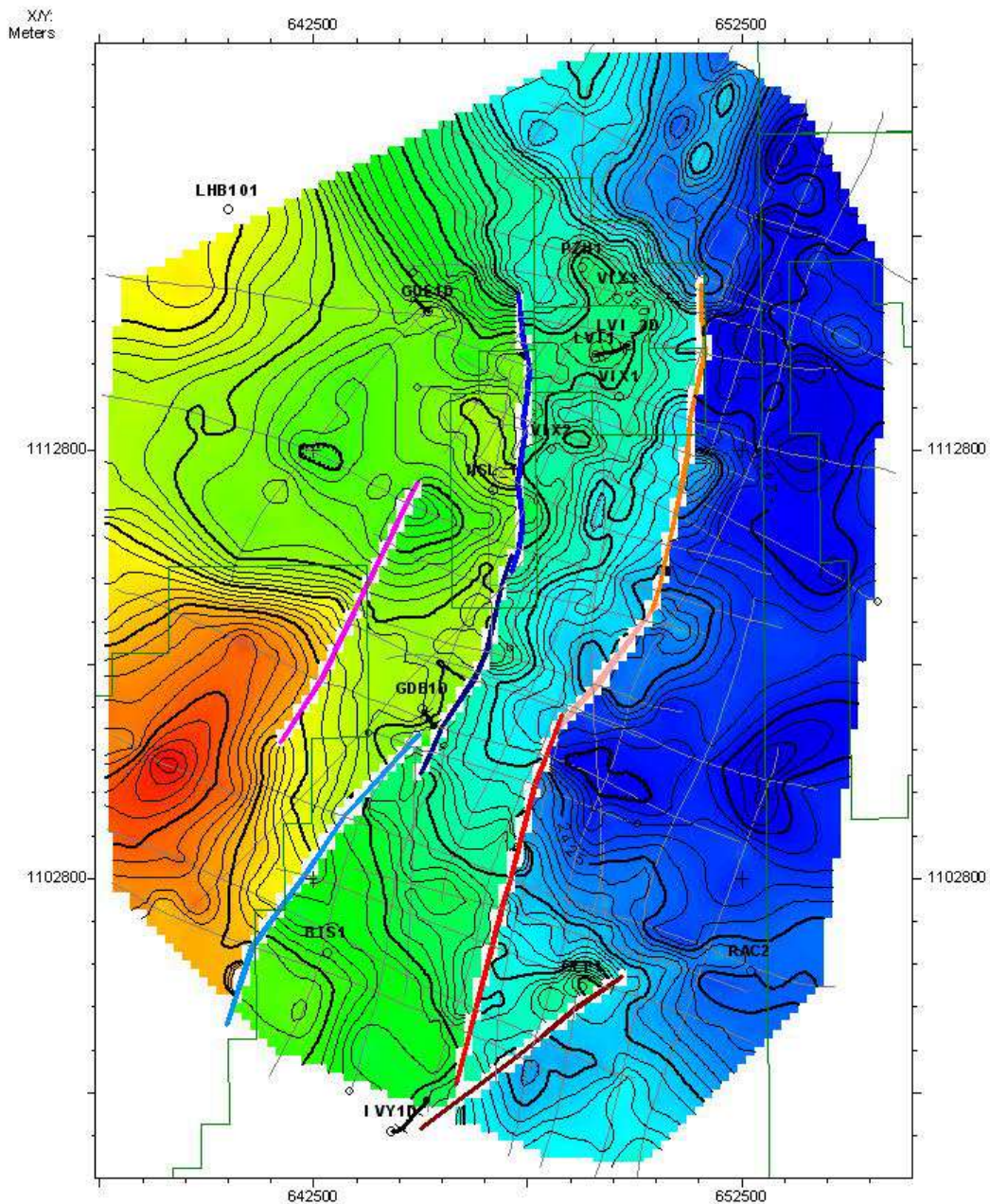


Figure 11 : Carte structurale du toit du Chaunoy, Geopetrol 2008

4.2 Propriétés du réservoir

La synthèse des données géologiques et réservoir de la zone de Nesles – Pézarches – La Vignotte entreprise par Geopetrol S.A. depuis 2008 a été complétée par les données du puits NSL2ST foré en 2013, et ce afin d'améliorer notre connaissance de la géologie du secteur (distribution des réservoirs, corrélations, environnement de dépôts, etc.) :

- Pour les données géologiques : mise à jour des marqueurs géologiques, interprétation des diagraphies, mise à jour des corrélations des principaux niveaux réservoirs Chaunoy et Rhétien sur les puits LVI1, LVI2D, NSL1, NSL2ST, PZH1, Grand Breau1D, Guérlande1D, et les puits Villarceaux 1, 2 et 3 ;

- Pour les données de gisement : analyse des opérations menées sur les puits LVI1 et LVI2D (historiques de production, historiques des complétions), analyse des remontées de pression, revue des tests de puits ;

Les analyses géologiques et des réservoirs ont montré qu'il est possible d'apporter une image synthétique et cohérente du comportement du gisement de La Vignotte.

4.2.1 Données géologiques et de réservoir

4.2.1.1 Environnement de dépôt

Ce chapitre est un rappel des conditions de dépôts régnant dans l'intervalle stratigraphique de la fin du Trias (Chaunoy et Rhétien) illustrant la complexité observée dans la répartition géographique des niveaux réservoirs et la difficulté de corrélérer les niveaux bancs à bancs parfois entre deux puits proches.

Les dépôts du Chaunoy et du Rhétien se sont formés il y a environ 200 à 220 Ma dans un environnement continental résultant de la fin du démantèlement de la chaîne Hercynienne (Figure 12). Il s'agit de conglomérats et de grès de chenaux fluviaux déposés dans la plaine alluviale d'un bassin sédimentaire dont la partie distale se situe à l'Est (le bassin Germanique).

Les études sédimentologiques réalisées par Geopetrol S.A. sur ses gisements du Bassin Parisien (Nesles, La Vignotte, Pézarches, Brie-Chartrettes, St Germain-Laxis et Sivry) présentent ces dépôts de la fin du Trias sous la forme de chenaux en tresses irriguant une plaine alluviale silto-argileuse. Des lacs persistants dans la plaine alluviale permettent les dépôts les plus fins. Néanmoins, l'épaisseur importante de dépôts silto-argileux, le granoclassement des séquences conglomératiques et gréseuses, la présence de stratifications planes dans les dépôts de grès et la persistance des chenaux laissent penser qu'un système fluvial méandrique a pu localement se mettre en place.

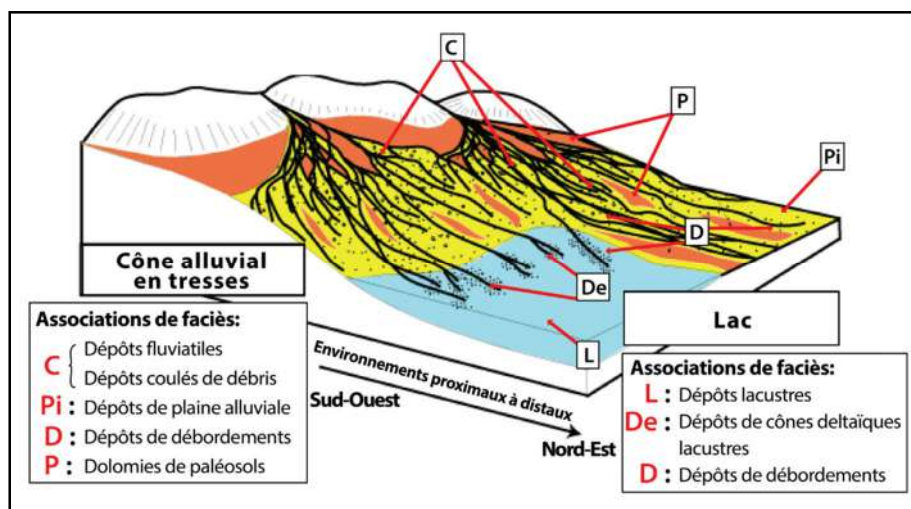


Figure 12 : Environnement des dépôts Chaunoy-Rhétien dans le secteur Nesles-Pézarches-La Vignotte

Ce système fluvial fait de séquences chenalisantes grano-classées est présent sur l'ensemble du Chaunoy et du Rhétien. Le sommet du Chaunoy (sur ses derniers 20 mètres) montre la raréfaction progressive des faciès gréseux (moins de matériel gréseux disponible) et le développement de faciès dolomitiques sous la forme d'une cimentation de l'espace poreux inter-cristallin mais également sous la forme de dépôt de dolomies parfois massives. Le Rhétien lui reste essentiellement argilo-gréseux et il est séparé du Chaunoy par un ensemble de dépôts de silts à grès très fins de la formation de Chalain.

Au sommet du Chaunoy, un phénomène de dissolution affectant la dolomie et les ciments dolomitiques s'est mis en place, sans doute très rapidement après le dépôt des sédiments, provoquant la formation de grès dolomités vacuolaires et le développement de dolomies vacuolaires microfissurées (micro-karsts). Ces ensembles dolomitiques, initialement compacts, présentent d'excellentes perméabilités en dépit de porosités faibles et d'une grande hétérogénéité dans leur distribution verticale et latérale. Les grès vacuolaires ont à la fois une bonne porosité et d'excellentes perméabilités.

La série inférieure du Chaunoy dont l'épaisseur est d'environ 60m est constitué d'alternances de silts et de grès organisés dans des séries grano-classées. Ces grès sont poreux et très perméables dans les granulométries les plus grossières, les cimentations sont siliceuses. Bien que situés trop bas d'un point de vue structural pour présenter une saturation en hydrocarbure suffisante pour être mis en production, les niveaux de grès de la série inférieure ont souvent des épaisseurs pluri-métriques et présentent donc un intérêt pour la réinjection des eaux de gisement.

La Figure 13 ci-dessous illustre les principaux faciès présents dans l'intervalle du Chaunoy.

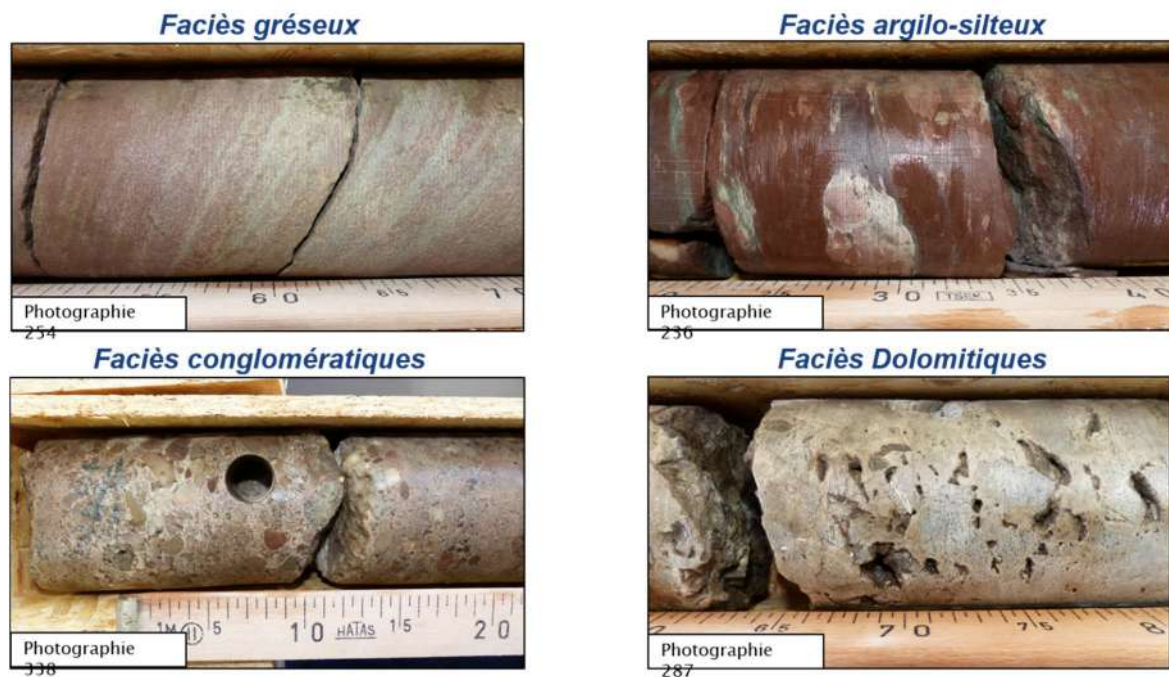


Figure 13 : Principaux faciès dans le Chaunoy de Nesles - Pézarches - La Vignotte

Nous ne disposons pas de carottes sur l'intervalle Rhétien mais les faciès gréseux, argilo-silteux et conglomératiques observés au Chaunoy (voir ci-dessus) sont vraisemblablement représentatifs des conditions d'environnement qui régnaient durant le Rhétien dans cette zone.

4.2.1.2 Corrélations des réservoirs du Chaunoy et du Rhétien

Au sein de chaque ensemble Chaunoy et Rhétien, les principaux niveaux réservoirs et les intervalles silto-argileux d'épaisseur suffisante se corréleront aisément sur le puits LVI2D y compris sur les autres puits de la zone Nesles et Pézarches tout en présentant un certain nombre de variations en matière d'épaisseur et de granulométrie des faciès gréseux, de richesse en silt/argiles, de changement latéral de faciès, etc. ce qui permet de définir des tendances régionales en matière de distribution et d'accumulation des grès.

La Figure 14 illustre les corrélations des principaux niveaux réservoirs mises à jour avec les données diagraphiques du puits NSL2ST et étendues au puits LVI2D. La corrélation est présentée en position structurale selon une direction SW-NE, en côtes métriques NM. Les puits PZH1, LVI1 et LVI2D sont situés à environ 5km au nord des puits de Nesles au sein d'un bloc structural bas. Au Chaunoy, tous ces puits présentent cependant une remarquable similitude tant au niveau des faciès que des différents niveaux réservoirs ce qui renforce l'image de niveaux gréseux d'extension décamétriques à kilométriques dans le secteur de Nesles – Pézarches – La Vignotte.

Au Rhétien, le matériel gréseux est beaucoup moins abondant qu'au Chaunoy et l'on observe une concentration des dépôts de grés dans un chenal principal d'axe nord-sud passant par LVI2D, PZH1 et les anciens puits Villarceaux 1 et Villarceaux 2. Il est remarquable que le puits LVI1 pourtant situé à 800m à l'ouest de LVI2D n'a pas trouvé le chenal gréseux de 7m d'épaisseur du Rhétien, réservoir principal de LVI2D.

L'absence d'eau dans la production d'huile du Rhétien ne nécessitant donc pas de réinjection in-situ et la présence d'un chenal gréseux étroit justifie le développement de ce gisement par le biais du seul puits producteur LVI2D. Il est également inenvisageable de développer ce réservoir Rhétien par le biais d'un nouveau forage.

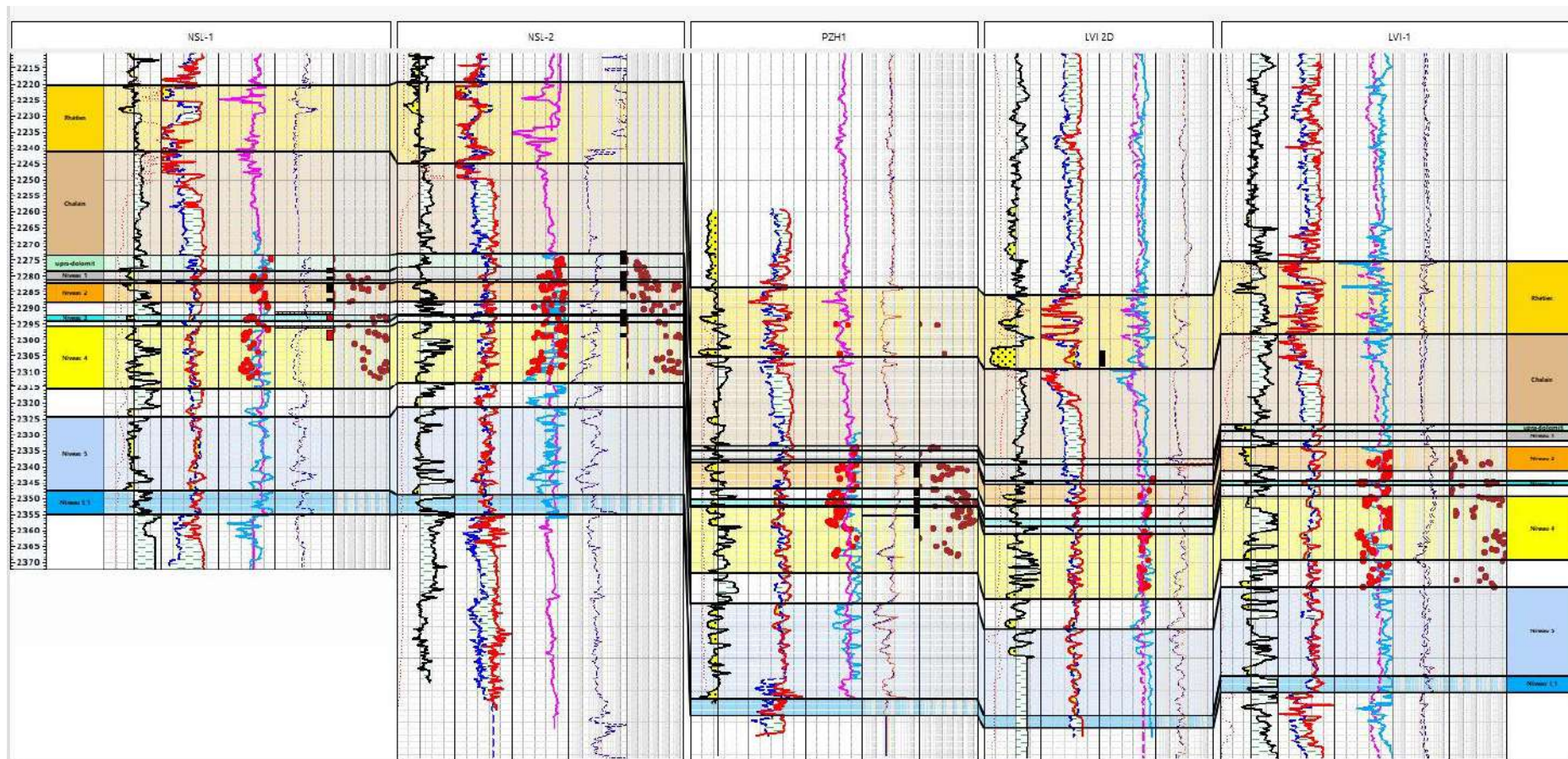


Figure 14 : Correlations des réservoirs Chaunoy et Rhétien aux puits NSL1, NSL2ST, PZH1, LVI2D et LVI1

4.2.2 Interprétations des diagraphies

L'interprétation des diagraphies du puits LVI2D a permis de calculer les caractéristiques pétrophysiques moyennes des réservoirs du Rhétien qui sont présentées ci-dessous.

Le résultat de l'interprétation des diagraphies pour le niveau réservoir unique présent au puits L2D est détaillé dans le tableau suivant. Les saturations en eau proviennent de l'interprétation des résistivités et sur la salinité de l'eau de formation du Chaunoy du puits LVI1 (140g/l), elles sont purement indicatives en l'absence d'eau dans la production.

	Epaisseur Totale (m)	Epaisseur nette (m)	NTG (%)	Vsh (%)	Porosité effective (Phie) (%)	Saturation initiale en eau (%)
Niveau réservoir	23.0	7.0	30	< 5	13.7	30

4.3 Propriétés de l'huile au Chaunoy

Les propriétés PVT de l'huile du Chaunoy proviennent d'un échantillon de fond récolté sur le puits LV1, producteur sur le réservoir du Chaunoy.

- Conditions de fond :
 - Pression de saturation : 112 bars à 115°C ;
 - Température du réservoir : 112°C ;
- Conditions de stockage :
 - Densité de l'huile : 0.854 g/cm³ @ 15°C ;
 - Densité du gaz : 0.775 g/cm³ @ 15°C ;
 - GOR : 61 m³/m³.
- Bo = 1.24 stb/stb ;
- μ_o = 0.73 cp @ en condition réservoir ;
- Co = 1.4E-4 bar⁻¹ ;
- Cw = 0.48E-4 Bar⁻¹ ;
- Cf = 0.61E-4 bar⁻¹.

4.4 Propriétés de l'huile au Rhétien

Les caractéristiques thermodynamiques de l'huile en place proviennent de l'étude PVT réalisée sur un échantillon de fond du puits LVI2D.

- Masse volumique à 15°C : 874kg/m³
- Masse volumique à P initiale et T réservoir : 741kg/m³
- Température de fond : 111,4°C
- Pression de bulle : 113,3 bars à T° du réservoir
- Rs : 57,08m³/m³
- Boi : 1,2119m³/m³
- Bo = 1,196m³/m³ à 158,57 bars, 1,2224m³/m³ à 183,5 bars, 1,2241m³/m³ à 174,8 bars.
- Viscosité à 111,4°C et 242,7 bars abs : 0,93 cPo

5 ESTIMATION DES RESERVES ET PERSPECTIVES DE PRODUCTION

5.1 Données historiques des réserves au Rhétien

En raison du bouchage du puits LVI1 et de l'abandon des réserves récupérables au Chaunoy, nous présentons ci-dessous les chiffres d'accumulation et de réserves pour les grès du Rhétien uniquement.

Les données historiques disponibles sont issues des rapports d'études de l'opérateur E.A.P. Ces chiffres, présentés ci-dessous, sont basés sur l'interprétation des remontées de pression du 10 au 14 avril 1993 et du 29/12/1993 au 06/01/1994.

Les chiffres d'accumulation calculée à partir de la remontée de pression initiale :

- Avec une pression statique de 232,3 bars abs : 700 000 m³, soit 848 000 Sm³

Les chiffres d'accumulation calculée après la remontée de janvier 1994

- Avec l'aire de drainage trouvée à partir du test 840*2400m : 648 000m³, soit 785 300 Sm³

	Accumulation (Sm ³)	Facteur de récupération E.A.P	Réserves récupérables (Sm ³)
Estimation minimale	340 000	10%	34 000
Estimation médiane	528 000	15%	79 000
Estimation maximale	785 000	25%	196 000

Au 30/11/2021, la production d'huile cumulée du puits LVI2D était de 101 985 Sm³, soit un taux de récupération de 13% en considérant une accumulation de 785 000 Sm³. Ce pourcentage de récupération est assez élevé pour un gisement d'huile sous saturée dont le mécanisme de production est la déplétion simple. Un facteur de récupération de l'ordre de 5% est un ordre de grandeur plus caractéristique pour ce genre de gisement ce qui semble indiquer un relatif maintien de pression et une extension du gisement importante.

5.2 Analyse du gisement

5.2.1 Historique de la production de LVI1

Le puits LVI-1 a été foré du 26/03/1991 au 03/05/1991 et a atteint les grès du Chaunoy conformément aux précisions à 2454 m/log. La hauteur utile imprégnée était de 9m avec des perméabilités pouvant dépasser les 5 Darcys. A la suite des essais de production initiaux, 5 zones distinctes ont été perforés :

- Niveau D0 : de 2474 à 2476 m/sol (isolé par bridge plug à 2471.6m/sol)
- Niveau C : de 2463.1 à 2467.1 m/sol
- Niveau B : de 2458.1 à 2460.1 m/sol
- Niveau A1 : de 2451.6 à 2453.1 m/sol
- Niveau A0 : de 2447.1 à 2449.1 m/sol

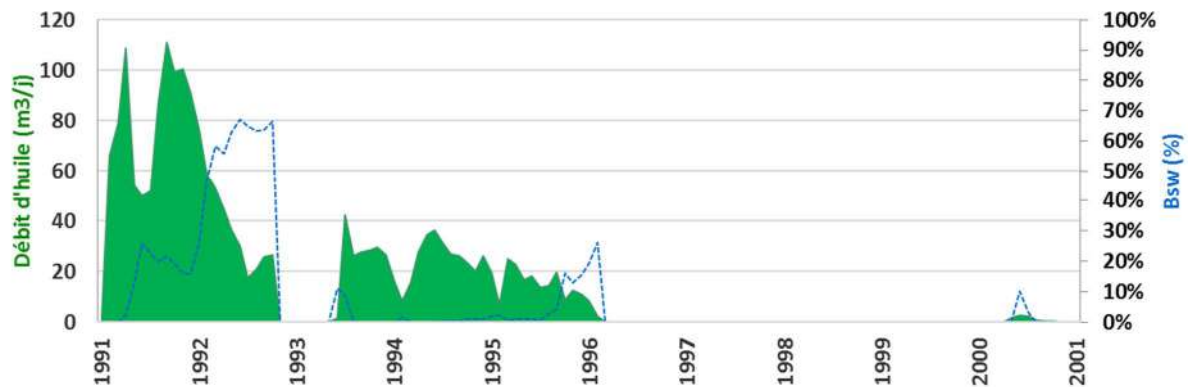


Figure 15 : Historique de production du puits LV11

Les 4 niveaux perforés supérieurs ont été mis en production éruptive en août 1991 au débit de 100 m3/jour. La production, initialement anhydre, est rapidement devenue hydratée. Une diagraphie de production, enregistrée en avril 1993 alors que le BSW était de 67 % a montré que l'eau venait du niveau C, et que ce niveau contribuait à l'essentiel de la production.

Le puits a été fermé de mai 1993 à janvier 1994 et a été remis en production après l'isolation du niveau C au débit de 25 m3/jour anhydre.

La production est restée anhydre jusqu'au début 1995, ensuite le BSW a rapidement augmenté jusqu'à 26 % et le débit d'huile a chuté à 2 m3/jour. Ce puits a été fermé depuis septembre 1996 par Elf Aquitaine Production pour raison économique.

Entre novembre 2000 et août 2001, après modification de la tête de puits, des essais de remise en production par pompage aux tiges par intermittence ont été conduits, mais n'ont pas été poursuivis faute de résultats satisfaisants.

Faute de solution économiquement viable pour restreindre la quantité d'eau produite et augmenter la production d'huile, il a été décidé de boucher définitivement le puits. L'intervention de bouchage s'est déroulée du 24 octobre 2005 au 30 septembre 2005.

5.2.2 Historique de la production de LVI2D

Le puits LVI-2D a été foré du 16/02/1992 au 29/01/1993, avec une déviation maximum de 35° à 1500 m MD et de 1° à 2° au niveau du réservoir. Son objectif principal, les grès du Chaunoy, a été trouvé 15,6m plus bas que la prévision et, de plus, sans intérêt du point de vue de la production.

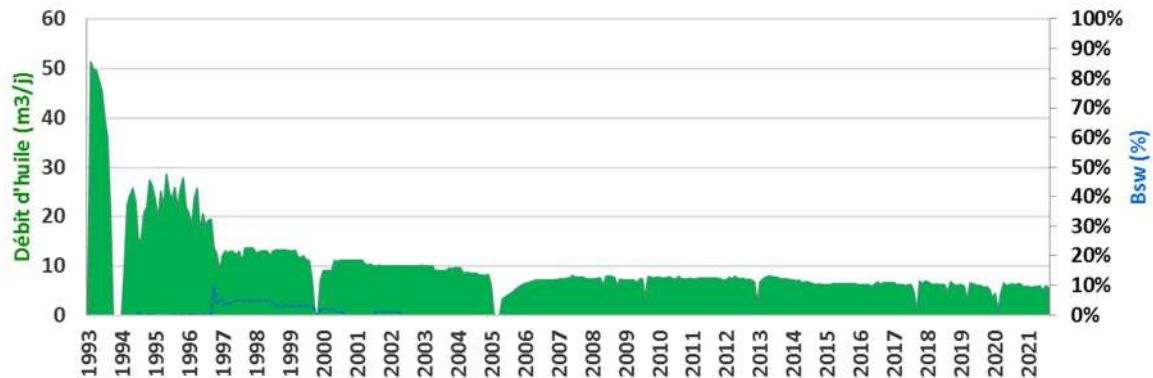


Figure 16 : Historique de production du puits LVI2D

Le Rhétien dans lequel des indices ont été observés en forage a été complété et perforé de 2594.7m à 2600.7m MD du 9 au 12 avril 1993. Lors du test en débit éruptif initial, le puits a produit à un débit de 71 m³/j anhydre pendant 9h. A partir du 14 avril, le puits a été ouvert en éruptif de façon intermittente, produisant la semaine et mis à l'arrêt le week-end, faute de stockage suffisant. Le 18 décembre 1993 après 8 mois de production, le puits ne redémarre pas. En avril 1994, le puits est équipé d'une pompe et produit entre 20 et 25 m³/j de 1994 jusqu'à fin 1996.

Fin 1996, la production chute brutalement passant de 20 à 12m³/j en moyenne. Cette chute de production pourrait s'expliquer par un passage de la pression *flowing* sous la pression de bulle au niveau de la pompe.

En 2000, à la suite d'un mauvais rendement de la pompe, le puits est cadencé sans impact sur le débit du puits.

Les données de production montrent un BSW de 5% entre 1997 et 2001 puis chutant entre 0 et 1% selon les tests de production. Le caractère passager de cette production d'eau semble écarter l'hypothèse d'une eau provenant du réservoir. En avril 2005, la cimentation d'une fuite casing à 1280m a été réalisée à la suite d'une venue d'eau douce dans le puits.

Peu de temps après la restauration de l'intégrité du cuvelage, les perforations de LVI2D se sont bouchées. La reperforation du réservoir a permis de restaurer un débit de 3,5m³/j et monter à 6m³/j après six mois de production. Cette restauration partielle du débit d'origine qui était de 8m³/j montre que les perforations de LVI2D pourraient être encore partiellement bouchées.

De 2007 à fin 2021, la production du puits reste anhydre et connaît un très faible déclin passant de 7m³/j à 5.8 m³/j. La production d'huile cumulée pour le puits LVI2D est de 101 985 Sm³ au 30/11/2021.

5.2.3 Analyse des pressions du gisement et indice de productivité

La pression initiale du gisement a été mesurée en avril 1993 à 242,9bars à -2281,9 mv/NM. L'indice de productivité du puits a été calculé entre 0,57 m³/j/bar lors de la remontée de pression initial et à 0,9 m³/j/bar lors du la remontée de pression de mai 1993. La troisième remontée de pression, celle de janvier 1994 a permis de confirmer l'interprétation de la précédente mesure et mieux comprendre la dynamique du réservoir.

Le modèle retenu est :

- Réservoir homogène
- Perméabilité $k = 32,3 \text{ mD}$, soit $kh = 193,8 \text{ mD.m}$
- $S = 1,83$
- Limites étanches à 340 et 540m
- 2 limites extrêmes étanches à 200 et 2200m
- $IP = 0,773 \text{ stm}^3/\text{j}/\text{bar}$
- $P.\text{moyenne} = 183,5 \text{ bars abs}$ (cas de simulation)

Le puits est donc situé au milieu d'un chenal à 340m et 500m des levées dans une direction et à 200m et 2200m des levées dans l'autre direction. Le puits est donc excentré et en limite du chenal. Entre 1993 et 1994, la pression statique chute rapidement passant de 242,9 bars à 183,5 bars liée au soutirage important du réservoir. Entre 2009 et mai 2020, la pression baisse de 131,9 à 126 bars, soit une diminution de 0,5 à 1 bar/an au rythme actuel de production (Figure 17).

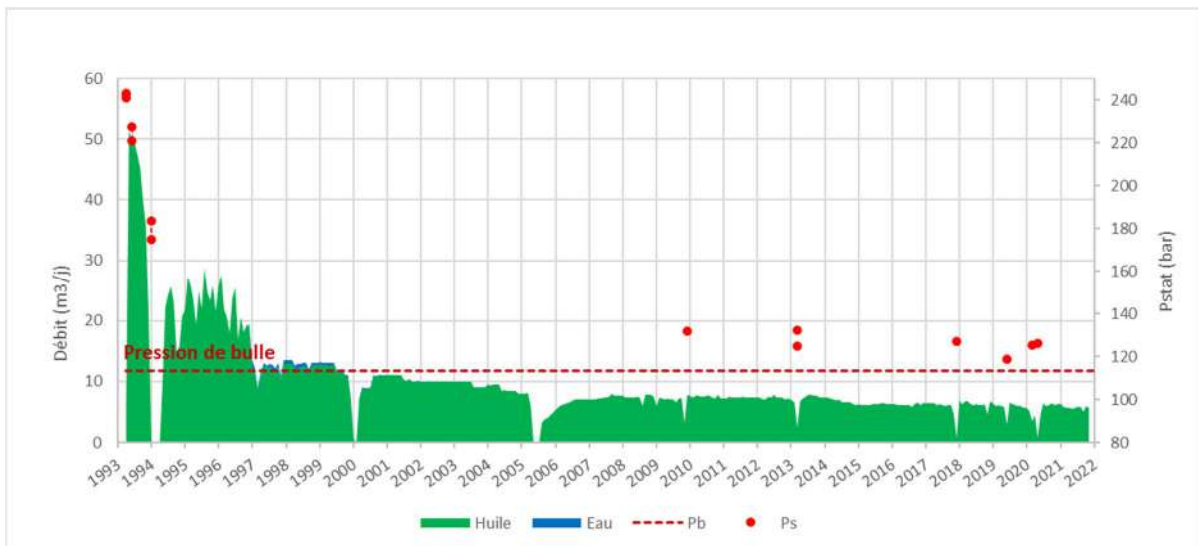


Figure 17 : Historique des mesures de la pression statique - LVI2D

5.2.4 Conclusions sur le comportement des puits LVI2D

Le réservoir du Rhétien se présente sous la forme d'un banc gréseux de faible argilosité. L'interprétation des trois remontées de pression permet de situer le puits LVI2D dans un chenal dont une levée serait à seulement 200m. Ce réservoir fermé de dimensions 840m par 2200m ne profite pas d'un maintien de pression de la part d'un aquifère.

La pression statique du gisement mesurée en 2020 est toujours supérieure à la pression de saturation de l'huile à 113.3 bars. La production du puits oscille entre 5.8m³/j et 6.2m³/j pour une production d'huile cumulée de 101 985 Sm³ au 30/11/2021. Le taux de récupération qui en découle est de 13% en considérant une accumulation de 785 000 Sm³. Ce facteur de récupération, assez élevé pour un gisement d'huile encore sous saturée dont le mécanisme de production est la déplétion simple pourrait indiquer une extension du réservoir plus importante que calculée initialement par E.A.P.

5.3 Perspectives de production

Les perspectives de production sont issues de l'analyse des déclin de production qui est réalisé sur la base de l'historique de production du puits LVI2D. Le déclin de production est calé sur trois modèles :

- Déclin exponentiel : $Q(t) = Q_i * e^{(-D*t)}$
- Déclin hyperbolique : $Q(t) = \frac{Q_i}{(1+b*D*t)^{\frac{1}{b}}}$
- Déclin harmonique : $Q(t) = \frac{Q_i}{1+D*t}$

avec :

t : temps [mois]

$Q(t)$: débit d'huile au mois t [m³/j]

Q_i : débit d'huile initial [m³/j]

b : facteur hyperbolique

D : facteur de déclin mensualisé

Ces déclin sont propres au puits LVI2D et chacun d'entre eux est assimilé à une catégorie de réserve. Le modèle exponentiel correspond souvent à la catégorie 1P (prouvé), le modèle hyperbolique au 2P (probable) et le modèle harmonique au 3P (possible). Les données de production d'huile annuelles fournies dans les tableaux ci-dessous correspondent aux prévisions de production « prouvé » (1P) et « probable » (2P). Les déclin harmoniques (3P) ne sont pas présentés dans les tableaux de prévisions de production car ils correspondent à la catégorie la moins probable.

Les prévisions de production du puits LVI2D pour la catégorie la plus probable (1P) sont présentées sur la Figure 18 ci-dessous et illustrées sous forme de graphe sur la Figure 19. Ces prévisions se basent sur un fonctionnement à 100 % de nos installations (puits et surface) avec une production d'huile anhydre.

Année	Débit huile (m3/an)	Débit huile (m3/jour)
2022	2131	5.8
2023	2086	5.7
2024	2042	5.6
2025	1999	5.5
2026	1956	5.4
2027	1915	5.2
2028	1875	5.1
2029	1835	5.0
2030	1796	4.9
2031	1758	4.8
2032	1721	4.7
2033	1685	4.6
2034	1649	4.5
2035	1614	4.4
2036	1580	4.3
2037	1547	4.2
2038	1514	4.1
2039	1482	4.1
2040	1451	4.0

Figure 18 : Tableau de prévisions de production de LVI2D – profil 1P

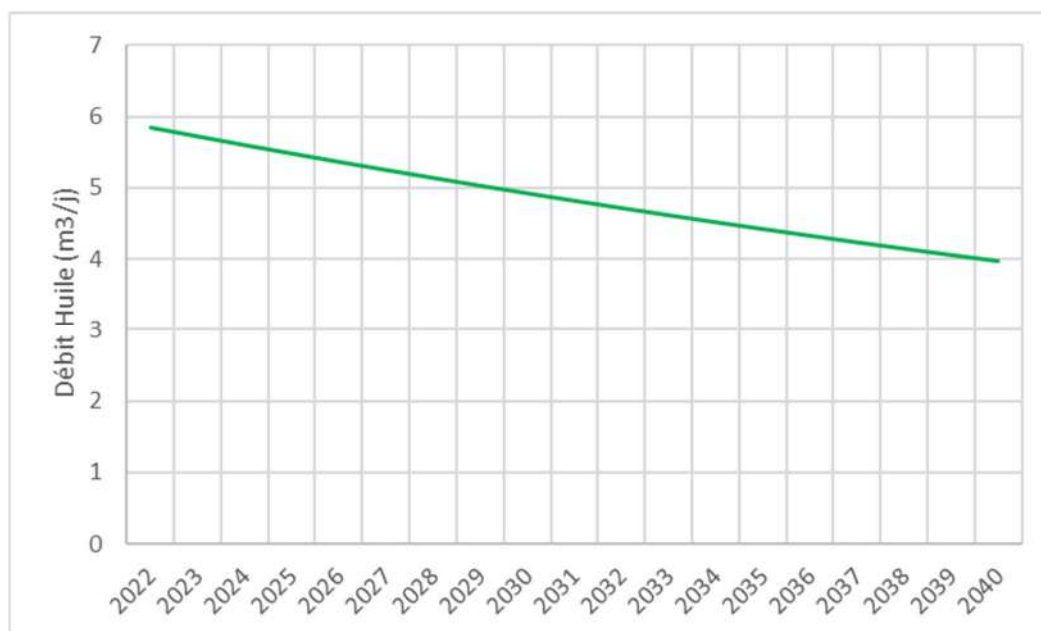


Figure 19 : Graphe de prévisions de production huile de LVI2D – profil 1P

En 2040, la production d'huile journalière selon le déclin 1P (scénario conservateur) serait de 4,0 m3/j anhydre. Le déclin moyen du puits sur cette période serait de 2,1% par an. Les réserves techniques récupérables ultimes au 30/11/2021 associées au scénario 1P sont de 54 807 Sm3. Ce chiffre est obtenu en considérant une production sur 50 ans et une limite minimale de production fixée à 1bbl/j.

Actuellement, du fait de la position de la pompe dans le puits placée 290m au-dessus des perforations et donc de la submergence élevée, la pression exercée sur le réservoir en production est de 40 à 45 bars. La possibilité d'abaisser la pompe et de diminuer la submergence permettrait d'accélérer la récupération de l'huile. La courbe d'*Inflow Performance Relationship* (IPR) montre qu'une pression *flowing* de 20 bars donnerait un débit de 6,5m3/j aujourd'hui.

Les prévisions de production du puits LVI2D pour la catégorie probable (2P) sont présentées ci-dessous.

Année	Débit huile (m3/an)	Débit huile (m3/jour)
2022	2391	6.5
2023	2332	6.4
2024	2275	6.2
2025	2219	6.1
2026	2165	5.9
2027	2112	5.8
2028	2060	5.6
2029	2010	5.5
2030	1961	5.4
2031	1913	5.2
2032	1866	5.1
2033	1820	5.0
2034	1776	4.9
2035	1732	4.7
2036	1690	4.6
2037	1648	4.5
2038	1608	4.4
2039	1569	4.3
2040	1530	4.2

Figure 20 : Tableau de prévisions de production de LVI2D – profil 2P

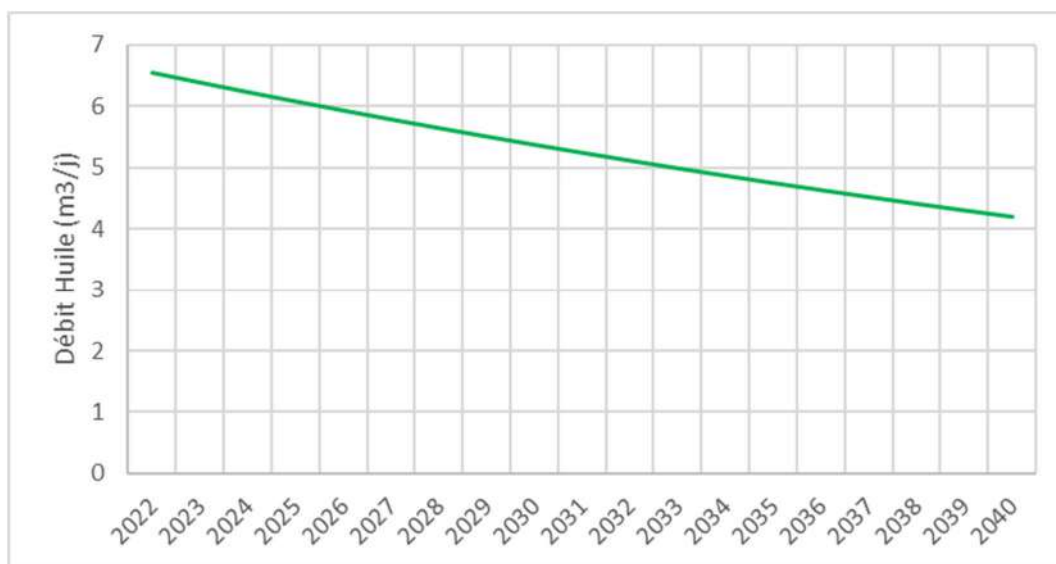


Figure 21 : Graphe de prévisions de production huile et BSW de LVI2D – profil 2P

Fin 2040, la production d'huile journalière selon le déclin 2P serait encore de 4,2 m3/j anhydre. Le déclin moyen du puits serait de 2,4%. Les réserves techniques récupérables ultimes au 30/11/2021 associées au scénario 2P est de 69 368 Sm3. Ce chiffre est obtenu en considérant une production sur 50 ans et une limite minimale de production fixée à 1 bbl/j.

5.4 Conclusions

- L'historique de la production et des opérations menées sur le gisement de La Vignotte, producteur d'huile à partir du seul puits LVI2D, nous permettent d'envisager une poursuite réaliste de la production jusqu'en 2040 :
 - Le puits LVI2D est un producteur d'huile en continu depuis sa mise en production en avril 1993. E.A.P a d'abord été l'opérateur jusqu'à fin 1996 puis Geopetrol à partir de janvier 1997 assurant ainsi l'essentiel de la production. Au 30/11/2021, le volume cumulé d'huile produit par le puits LVI2D était de 101 985 Sm³ et le facteur de récupération était proche de 13%. La production d'huile actuelle (décembre 2021) est 6m3/j anhydre.
 - Les opérations de cadencement du puits en maîtrisant le soutirage ont permis de limiter la baisse de la pression statique qui bénéficie sans doute d'une extension plus importante du gisement qu'initialement envisagé.
 - Les prévisions de production sont réalisées en utilisant la méthode des déclin de production basés sur l'historique de production du puits LVI2D. Deux scénarios ont été établis : l'un est conservateur (1P), l'autre est un peu plus favorable (2P).
 - Selon le scénario conservateur 1P, la production d'huile du puits LVI2D en 2040 resterait importante (4m3/j anhydre correspondant à un facteur de récupération de 18.5%). Selon le scénario 2P, la production d'huile serait en 2040 de 4.2m3/j anhydre avec un facteur de récupération de 20.2%.
 - Les deux prévisions sont proches ce qui se reflète également dans le déclin moyen de production qui est très faible pour le puits LVI2D : déclin de 2.1% pour le scénario 1P et déclin de 2.4% pour le scénario 2P. Au 31/11/2021, les réserves techniques récupérables ultimes 1P sont de 54 807 Sm³ et de 69 368 Sm³ dans le scénario 2P.
- En parallèle de ces projets pétroliers, Geopetrol a initié des réflexions préliminaires sur l'éventuel potentiel de reconversion du gisement et de la plateforme. Deux études (projet VALOR du BRGM et calcul de la puissance calorifique par un cabinet d'étude spécialisé) ont analysé le potentiel de valorisation de la chaleur issue de l'eau des formations géologiques (Trias, Dogger) sur la concession de Nesles, voisine de la concession de La Vignotte (5 kms). La proximité de ces concessions et les conclusions de ces études nous incitent à considérer une gestion mutualisée des eaux de ces gisements et poursuivre l'analyse d'une éventuelle valorisation commune de leurs calories.

6 DESCRIPTION DES TRAVAUX D'EXPLOITATION ENVISAGÉS

Compte tenu de l'ensemble des éléments présentés précédemment, aucun projet d'investissement lourd n'est programmé sur la concession de La Vignotte. De même, aucun nouveau forage (production ou injection) n'est prévu durant la période de prolongation de la concession.

La modernisation de nos installations de surface réalisée en 2020 a permis de pérenniser la production et d'améliorer le processus de citernage du pétrole brut.

Les opérations habituelles de maintenance seront entreprises afin de veiller au bon fonctionnement des installations de la plateforme et à la productivité du puits de La Vignotte.

7 POTENTIEL DE RECONVERSION ET CESSATION D'ACTIVITE

Dans le cadre de la présente demande de renouvellement, Geopetrol a déjà amorcé une réflexion sur un éventuel potentiel de reconversion du gisement. A ce titre, deux études préliminaires (dont une avec le BRGM) analysé l'existence d'un potentiel de valorisation de la chaleur issue de l'eau des formations géologiques ont été initiées sur la concession de Nesles qui est située à moins de 5km de la plateforme de La Vignotte. La proximité de ces concessions et les conclusions de ces études nous incitent à considérer une gestion mutualisée des eaux et poursuivre l'analyse d'une éventuelle valorisation commune de leurs calories.

A l'issue de l'exploitation du gisement et dans le cas où aucune reconversion du gisement et/ou des puits n'est réaliste, Geopetrol procédera, conformément à la réglementation minière, au bouchage du puit LVI2D. Le démantèlement des installations associées sera mené en prenant compte les éventuels souhaits des propriétaires des terrains.

Le coût du bouchage du puit et du démantèlement des installations associées est évalué à un montant global de 250 000 €.

8 EQUILIBRE ECONOMIQUE DU PROJET

Compte tenu de la modernisation et de l'optimisation des installations sur la plateforme de La Vignotte ainsi que des mutualisations de coûts avec les champs proches du Bassin Parisien déjà exploités par Geopetrol, le coût d'exploitation moyen est estimé autour de 35€ par baril produit, ce qui permet d'anticiper l'équilibre du projet à partir d'un prix du Brent à 45\$ par baril.