

Société Pétrolière de Production et d'Exploitation

Z.A. Pense Folie
45220 Château-Renard
Tél : 02.38.95.64.35

**DEMANDE DE PROLONGATION
DE LA CONCESSION
DE MINES D'HYDROCARBURES
DITE
« CONCESSION DE COULOMMES-
VAUCOURTOIS »**



**RÉSUMÉ NON
TECHNIQUE**

RESUME DU DOSSIER
INCLUANT LE RESUME DES PIECES
CONFIDENTIELLES (MEMOIRE TECHNIQUE,
PROGRAMME DES TRAVAUX ENVISAGES ET
JUSTIFICATION DES CAPACITES TECHNIQUES ET
FINANCIERES)

REV JUIN 2026

SOMMAIRE

1	INTRODUCTION.....	4
1.1	Présentation du demandeur	4
1.2	Contexte réglementaire	5
1.3	Objet de la demande	7
2	RAISONS DU CHOIX DU PROJET	8
3	DESCRIPTION DU PROJET	10
3.1	Présentation du projet	10
3.2	Définition de la zone d'étude	11
4	RESUME DU MEMOIRE TECHNIQUE	13
4.1	Contexte géologique et pétrolier	13
4.2	Historique du développement du champ pétrolier	13
4.3	Historique de production	14
4.4	Estimation de l'accumulation	15
4.5	Autres études antérieures.....	15
5	ACTIVITES D'EXPLOITATION ACTUELLES	17
5.1	Méthodes de récupération du pétrole.....	17
5.2	Principes d'exploitation.....	18
5.3	Description des sites et du périmètre concernés par la demande de prolongation.....	20
5.4	Encadrement réglementaire	34
6	RESUME DU DESCRIPTIF DES TRAVAUX ENVISAGES.....	35
6.1	Activités résultantes suite à la prolongation de la concession	35
6.2	Potentiel additionnel de la concession	36
6.3	Volume d'extraction estimé	42
7	RESUME DE L'ETUDE ENVIRONNEMENTALE, ECONOMIQUE ET SOCIALE	45
7.1	Analyse de l'état initial et de son environnement	45
7.2	Evaluation des principales sources de nuisances.....	50
7.3	Précautions prises pour réduire ou supprimer les nuisances	51
7.4	Compatibilité aux plans, schémas et programmes	52
7.5	Arrêt de l'exploitation et réhabilitation des sites	54

8	RESUME DES CAPACITES TECHNIQUES ET FINANCIERES DU DEMANDEUR.....	56
8.1	Capacités techniques de l'exploitant	56
8.2	Réalisations techniques.....	58
8.3	Moyens humains et techniques	59
8.4	Situation administrative	61
9	CONCLUSION	64

FIGURES :

Figure 1 : Localisation de la concession de Coulommès-Vaucourtois (dont le périmètre est en rouge)	11
Figure 2 : Périmètre de la concession de Coulommès-Vaucourtois.....	12
Figure 3 : Tableau de coordonnées des sommets du périmètre de la concession de Coulommès-Vaucourtois	12
Figure 4 : Photographie illustrant les installations de surface des pompes à cavitation progressive (photo : Rival studio, pour SPPE).....	18
Figure 5 : Schéma de principe de l'exploitation de la concession de Coulommès-Vaucourtois.....	19
Figure 6 : Tableau récapitulatif des sites actuels de la concession	21
Figure 7 : Photographie aérienne de la plateforme MIL 1	22
Figure 8 : Photographie de la plateforme MIL 1	23
Figure 9 : Photographie aérienne de la plateforme MIL 2 (date de prise de vue avant le forage des 2 puits MIL-102 et MIL-202)	24
Figure 10 : Vue de la plateforme MIL 2	24
Figure 11 : Photographie aérienne de la plateforme MIL 3 (date de prise de vue avant le forage des 2 puits MIL-3 et MIL-103).....	26
Figure 12 : Vue de la plateforme MIL 3	26
Figure 13 : Photographie aérienne de la plateforme ME 4.....	27
Figure 14 : Vue de la plateforme ME 4.....	28
Figure 15 : Photographie aérienne de la gare racleur (cadre rouge)	28
Figure 16 : Photographie aérienne des sites IG 1 et La Cote 166 (date de prise de vue avant les travaux de rénovation de la station IG 1).....	29
Figure 17 : Photographie du site La Cote 166	30
Figure 18 : Photographie du site IG 1.....	31
Figure 19 : Photographie aérienne du site BG 32	33
Figure 20 : Photographie du site BG32.....	33
Figure 21 : Situation des titres miniers de SPPE.....	56
Figure 22 : Liste des titres miniers détenus par SPPE	57
Figure 23 (pages suivantes) : Extrait du Kbis de la société.....	61

1 INTRODUCTION

1.1 Présentation du demandeur

L'objet de cette demande est la prolongation de la concession de Coulommès-Vaucourtois, détenue par la Société Pétrolière de Production et d'Exploitation, en abrégé SPPE.

Fondée en 2005 sur la base d'une remise en exploitation du vieux gisement arrêté pendant une dizaine d'années à Saint-Martin-de-Bossenay, la société SPPE possède aujourd'hui plusieurs titres miniers dans l'Aube, le sud de la Marne et une petite partie de l'Yonne et dans la Seine-et-Marne.

En 2017, suite au rachat d'actifs de Petrorep, détenant 2 concessions en Seine-et-Marne, le Groupe SA RAINNEAU actionnaire à 100 % de SPPE a créé une filiale nommée SPPE-Fublaines afin de gérer, en tant qu'opérateur, l'exploitation de ces 2 concessions.

La société SPPE est spécialisée dans l'exploitation pétrolière. Elle se concentre sur la reprise de champs pétroliers matures ou abandonnés par d'anciens opérateurs, dans le but de les remettre en production de manière économiquement viable. Afin de redynamiser ces champs, elle intervient sur d'anciens puits en y ajoutant notamment des drains horizontaux, optimise les équipements techniques (pompage, procédés, etc.), identifie des zones encore inexploitées et procède au forage de nouveaux puits.

Chiffres-clés des sociétés SPPE et SPPE-Fublaines :

- Titulaire de 5 concessions d'hydrocarbures, et de 2 permis exclusifs de recherche répartis dans les régions de Champagne-Ardenne et Ile-de-France,
- Environ 600 barils de pétrole produit par jour,
- Réalisation, depuis 2005, de :
 - o 34 forages de nouveaux puits d'exploration ou de développement au Dogger et au Rhétien,
 - o 45 travaux de forage de reprises de puits en side-track ou d'approfondissement ;
 - o plus de 800 interventions de réparations sur puits,
 - o 4 campagnes de retraitement sismique,
- Rénovation, sécurisation et amélioration de 7 sites et installations nécessaires à l'exploitation de pétrole
- Plus de 100 emplois directs, indirects et induits (dont 18,5 emplois directs)
- Près de 20 millions d'euros investis en France entre 2020 et 2024
- 1,7 millions de taxes minières en 2024, dont 950 000 euros au niveau local
- Mise au jour de plus de 3,6 millions de barils de pétrole entre 2005 et 2024

Grâce à des investissements importants et à une gestion rigoureuse et innovante des gisements qu'elle exploite, SPPE s'emploie à valoriser les ressources du sous-sol français, au travers de gisements d'hydrocarbures conventionnels, tout en veillant au respect des personnes, de l'environnement et de la réglementation en vigueur.

1.2 Contexte réglementaire

Cette concession a été attribuée à la société Pétrolière de Recherches dans la Région Parisienne (PETROREP), par décret du 7 novembre 1964, pour une durée de cinquante ans, à dater du 1^{er} décembre 1959. Par décret du 9 mai 1994, la superficie de ladite concession a été portée de 20,16 à 26,10 km² environ, pour la durée de validité restant à courir, soit jusqu'au 1^{er} décembre 2009. Le décret du 25 février 2010 prolonge la validité de la concession à Petrorep jusqu'au 1^{er} décembre 2024.

La Société Pétrolière de Production et d'Exploitation, SPPE, reprend la concession le 1^{er} février 2017, avec la société opératrice SPPE-Fublaines. Par arrêté du ministre d'État, ministre de la transition écologique et solidaire, et du ministre de l'Économie et des Finances en date du 26 décembre 2017, la mutation de la concession de mines d'hydrocarbures liquides ou gazeux de Coulommès-Vaucourtois, a été autorisée au profit de la Société Pétrolière de Production et d'Exploitation SAS (SPPE).

TITRE MINIER ET TRAVAUX MINIERS :

La concession est accordée par l'État, donnant droit d'exploiter les hydrocarbures dans le ou les réservoirs géologiques définis et sur une étendue définie.

Il est important de souligner que la délivrance d'un titre minier n'accorde pas à son titulaire le droit de réaliser des travaux d'exploitation.

La demande d'un titre minier se distingue de celle des travaux miniers :

- Titre minier

L'octroi ou la prolongation d'une concession minière est décidé par décret du Ministre chargé des mines, à l'issue d'une procédure comprenant une enquête publique ainsi que la consultation des services concernés et des communes impliquées.

Cette procédure vise à identifier les contraintes territoriales éventuelles sur la zone concernée, tout en permettant d'informer et d'instaurer un dialogue initial avec la population, les élus locaux et les services départementaux. Elle porte sur l'étendue du titre demandé, les réservoirs géologiques ciblés ainsi que les techniques d'exploitation envisagées.

- Travaux miniers

Toute opération de forage ou d'exploitation requiert une autorisation de travaux. Cette demande doit détailler l'ensemble des informations relatives aux travaux, incluant une étude d'impact et une analyse des dangers spécifiques aux opérations prévues.

L'instruction de cette demande comprend une enquête publique permettant au public de s'informer et d'exprimer son avis. Les services compétents, les communes concernées et le CODERST (Conseil Départemental de l'Environnement et des Risques Sanitaires et Technologiques) sont également consultés. La décision d'autorisation des travaux relève du Préfet du département.

L'obtention d'une concession confère certains droits à son titulaire, notamment l'accès aux terrains nécessaires à l'exploitation et le droit de commercialiser les ressources extraites. En contrepartie, l'exploitant est soumis à certaines obligations, telles que le paiement de redevances sur la production et la transmission des informations relatives aux conditions d'exploitation (sécurité, environnement, aspects économiques et techniques) à l'administration de tutelle. Il est également tenu de remettre les terrains dans leur état initial après la fin de l'activité minière.

1.3 Objet de la demande

La SOCIÉTÉ PÉTROLIÈRE DE PRODUCTION ET D'EXPLOITATION (SPPE) présente ce dossier de demande de prolongation de la concession d'hydrocarbures, dite « concession de Coulommès-Vaucourtois », en application des dispositions du décret 2025-851 du 27 août 2025, relatif aux titres miniers.

Après avoir redynamisé la production et modernisé les installations de ce champ pétrolier historique, SPPE et SPPE-Fublaines envisagent de poursuivre son exploitation en visant l'extraction complète des réserves prouvées. Il est envisagé également d'étudier les opportunités de valorisation de réserves additionnelles. En effet, le profil actuel du champ et l'analyse géologique récente démontrent la présence de réserves techniques additionnelles significatives, permettant un fonctionnement pétrolier du champ pendant encore plus de 12 ans.

La prolongation de la concession est sollicitée, sur la superficie actuelle de la concession, et pour une validité jusqu'au 1er janvier 2040, conformément au cadre fixé par la loi du 30 décembre 2017 mettant fin à la recherche et à l'exploitation des hydrocarbures en France à l'horizon 2040.

Il est important de rappeler ici que la prolongation d'une concession d'hydrocarbures n'autorise pas le titulaire à effectuer des travaux soumis à déclaration ou autorisation sans effectuer les démarches réglementaires nécessaires. Les demandes d'ouverture de travaux miniers sont soumises aux dispositions du décret 2006-649 du 2 juin 2006 relatif aux travaux miniers et nécessitent en outre la réalisation d'une étude d'impact complète ainsi que d'autres pièces réglementaires comme l'étude de dangers, la notice d'incidences sur la ressource en eau ou la prise en compte de la sécurité publique.

2 RAISONS DU CHOIX DU PROJET

La demande de prolongation s'appuie sur les motifs suivants :

- Potentiel résiduel significatif : les données techniques et géologiques montrent que des volumes exploitables subsistent dans la concession, justifiant la poursuite d'une exploitation encadrée.
- Optimisation des investissements existants : l'ensemble des installations de surface et du réseau de collecte sont encore en bon état de fonctionnement, permettant une exploitation efficace sans investissements majeurs supplémentaires.
- Sécurité des opérations : la prolongation permet une gestion progressive et sécurisée du déclin de la production, dans le respect des normes environnementales.
- Intérêt local et national : la production nationale contribue à la sécurité d'approvisionnement en énergie et à la réduction des importations. Elle soutient également l'activité économique et l'emploi local.
- Réduction des émissions de gaz à effet de serre grâce à la production nationale : La production de pétrole brut sur le territoire national permet de réduire les émissions de gaz à effet de serre par rapport à l'importation d'hydrocarbures. Cette réduction est due à des normes environnementales strictes, une proximité des sites de production limitant les besoins en transport, et une meilleure maîtrise des procédés d'extraction. Ainsi, la prolongation de la concession contribue à la stratégie nationale de réduction des émissions de GES et à la transition énergétique.
- Préparation responsable de l'après-pétrole : la prolongation permettra d'engager en parallèle les démarches nécessaires à une reconversion maîtrisée.

Dans une logique d'anticipation et d'analyse prospective, plusieurs alternatives ont été envisagées pour la suite de l'exploitation actuelle, dans un contexte de transition énergétique :

- Arrêt immédiat de la production et fermeture du site : cette option aurait un impact économique et social significatif, tant au niveau local (emploi direct et indirect, fiscalité locale) qu'en termes de sécurité énergétique. Elle impliquerait également une mobilisation rapide de moyens techniques pour la mise en sécurité définitive des puits, sans valorisation complète des ressources disponibles.
- Conversion immédiate du site à des activités alternatives (énergies renouvelables, stockage, reconversion industrielle) : bien que pertinentes à moyen terme, ces options ne peuvent actuellement être mises en œuvre sans une période de transition technique et économique. Par ailleurs, plusieurs de ces projets nécessitent des études de faisabilité approfondies et un accompagnement réglementaire.

- Mise sous surveillance passive des installations en attendant un éventuel projet de reconversion : cette option entraînerait une dégradation progressive des installations, des coûts de maintenance sans retour sur investissement, et une perte de savoir-faire.

Dans une démarche proactive, les pistes suivantes sont à l'étude pour la reconversion des sites, en lien avec les collectivités territoriales et les acteurs industriels :

- Implantation de panneaux photovoltaïques sur les emprises libérées, en partenariat avec des opérateurs d'énergie renouvelable.
- Stockage souterrain ou géothermie : études exploratoires en cours sur les potentialités de stockage (hydrogène, CO₂) ou de valorisation géothermique de certaines structures.
- Reconversion industrielle ou logistique de certaines surfaces pour des activités compatibles avec les infrastructures existantes.
- Renaturation progressive des sites les moins adaptés à une reconversion industrielle, avec un suivi écologique.

Il convient de souligner que de nombreuses technologies et solutions de reconversion des sites pétroliers sont actuellement en cours de développement, dans un contexte d'évolution rapide des enjeux énergétiques et environnementaux. Les pistes présentées dans ce dossier correspondent aux options de reconversion aujourd'hui les plus matures ou techniquement envisageables, tout en reconnaissant que des incertitudes subsistent quant à leur faisabilité à moyen ou long terme.

La vocation agricole dominante du territoire sur lequel s'inscrit la concession — l'agriculture représentant 11,4 % des emplois ou lieux d'activité recensés — oriente naturellement les premières hypothèses de reconversion vers un retour à l'usage agricole des terrains. Ces derniers, situés à proximité immédiate du site, sont majoritairement dédiés aux grandes cultures (céréales, betterave, maïs, tournesol, colza), ce qui constitue une option de réutilisation cohérente avec le tissu économique local et les caractéristiques du foncier concerné.

3 DESCRIPTION DU PROJET

3.1 Présentation du projet

La société SPPE est titulaire, depuis 2017, de la concession de Coulommès-Vaucourtois. L'exploitation opérationnelle de cette concession est assurée par la société SPPE-Fublaines.

Ce gisement constitue la première découverte commerciale d'hydrocarbures du Bassin Parisien, mise en évidence en 1958 par le puits CS-1 (Coulommès-1). Au total, plus de 50 puits ont été forés sur le gisement depuis son origine, dont 48 puits productifs. Aujourd'hui, 7 puits producteurs et 2 puits injecteurs sont actifs, tous situés sur la culmination de Vaucourtois (*NB : mise à jour de ce présent résumé en incluant les 2 puits forés en 2024*).

Depuis son origine, l'exploitation de ce gisement a permis la production cumulée de plus de 15,2 millions de barils de pétrole brut (soit environ 2,4 millions de m³), entièrement raffinés en France, contribuant ainsi à l'approvisionnement énergétique national.

Après avoir redynamisé la production et modernisé les installations de ce champ pétrolier, SPPE et SPPE-Fublaines entendent poursuivre son exploitation, avec pour objectif une extraction optimisée des réserves prouvées, ainsi que l'étude des opportunités de valorisation de réserves additionnelles. Les travaux d'analyse géologique récents (retraitement sismique 2020) montrent que le gisement dispose de ressources techniques additionnelles significatives, estimées à environ 5,5 millions de barils, permettant une exploitation rentable et stable au-delà de 12 années supplémentaires.

Dans ce cadre, la société sollicite la prolongation de la concession sur son périmètre actuel, jusqu'au 1er janvier 2040.

La poursuite de l'exploitation du gisement ne nécessite aucune modification substantielle du schéma de production actuel mis en place sur la concession. Toutefois, afin de valoriser pleinement le potentiel du gisement, plusieurs projets de puits supplémentaires en drains horizontaux sont envisagés, à la fois sur la culmination de Vaucourtois (à partir des plateformes MIL-1, MIL-2 et ME-4), sur la culmination de Coulommès (inexploitée depuis 1994), et potentiellement sur la structure de Belou après études complémentaires.

Les travaux qui pourraient être envisagés après la prolongation de la concession (type forage, sismique, etc.) seront soumis, conformément à la réglementation en vigueur, à l'autorisation préalable des autorités compétentes, via le dépôt d'un Demande d'Ouverture de Travaux, laquelle inclura notamment une phase d'enquête publique.

3.2 Définition de la zone d'étude

Le gisement de Coulommies-Vaucourtois est situé dans le nord du département de Seine-et-Marne, sur l'ancien permis de recherches de Dammartin-en-Goële, à environ 40 km à l'Est de Paris. Il est actuellement traversé du Sud-Ouest au Nord-Est par l'Autoroute A4 Paris-Metz.

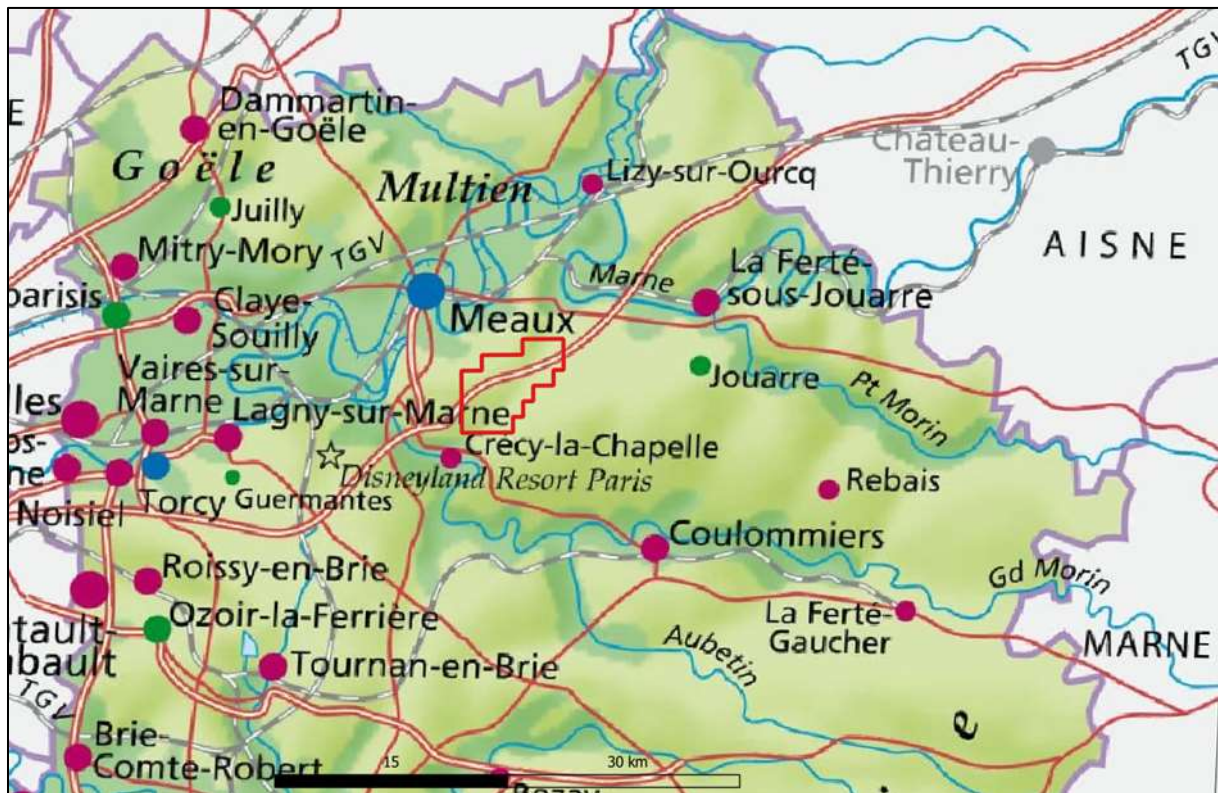


Figure 1 : Localisation de la concession de Coulommies-Vaucourtois (dont le périmètre est en rouge)

Le périmètre de la concession porte sur partie des communes de Bouleurs, Boutigny, Crécy-la-Chapelle, Coulommies, La Haute Maison, Montceaux-lès-Meaux, Nanteuil-lès-Meaux, Saint-Fiacre, Saint-Jean-Les-Deux-Jumeaux, Sancy, Vaucourtois et Villemareuil, sur une superficie d'environ 26,1 km².

La surface sur laquelle la prolongation est demandée est comprise à l'intérieur d'un périmètre constitué par les arcs de méridien et de parallèle joignant successivement les sommets d'un polygone définis ci-après par leurs coordonnées géographiques, le méridien d'origine étant celui de Paris.

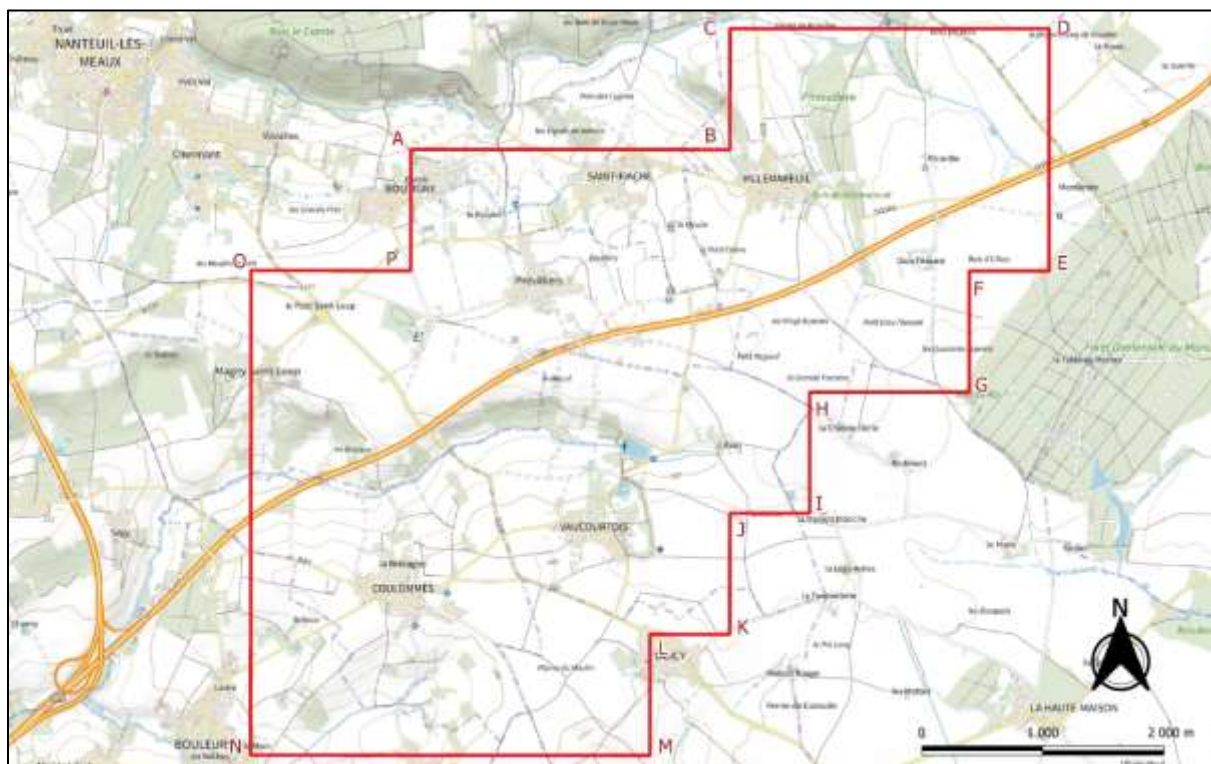


Figure 2 : Périmètre de la concession de Coulommès-Vaucourtois

La surface sur laquelle la prolongation est demandée est comprise à l'intérieur d'un périmètre constitué par les arcs de méridien et de parallèle joignant successivement les sommets d'un polygone définis ci-après par leurs coordonnées géographiques, le méridien d'origine étant celui de Paris.

Sommets	X (Longitude)	Y (Latitude)
A	0,66 gr E	54,36 gr N
B	0,70 gr E	54,36 gr N
C	0,70 gr E	54,37 gr N
D	0,74 gr E	54,37 gr N
E	0,74 gr E	54,35 gr N
F	0,73 gr E	54,35 gr N
G	0,73 gr E	54,34 gr N
H	0,71 gr E	54,34 gr N

Sommets	X (Longitude)	Y (Latitude)
I	0,71 gr E	54,33 gr N
J	0,70 gr E	54,33 gr N
K	0,70 gr E	54,32 gr N
L	0,69 gr E	54,32 gr N
M	0,69 gr E	54,31 gr N
N	0,64 gr E	54,31 gr N
O	0,64 gr E	54,35 gr N
P	0,66 gr E	54,35 gr N

Figure 3 : Tableau de coordonnées des sommets du périmètre de la concession de Coulommès-Vaucourtois

4 RESUME DU MEMOIRE TECHNIQUE

4.1 Contexte géologique et pétrolier

Le gisement de Coulommès-Vaucourtois est la première découverte commerciale de pétrole du Bassin de Paris, dans le réservoir du Dogger.

Les calcaires oolithiques du Dogger (Callovien inférieur – Bathonien sommital) forment un réservoir pétrolier classique du Bassin de Paris. Le pétrole y est piégé ici dans une structure anticlinale de 15 km² environ, d'orientation NE –SW, formée de 2 culminations (zones dites de Coulommès et de Vaucourtois) séparées par un ensellement :

- la première culmination de Coulommès : 14 puits y ont été forés, dont 13 productifs, dans les années 1958-1960, avant d'être abandonnés au début des années 1990. Cette culmination n'est plus exploitée depuis 1994.
- la seconde de Vaucourtois : 50 puits y ont été forés, dont 45 producteurs, à partir de 1958, avant d'être progressivement abandonnés. Elle est actuellement exploitée avec 7 puits producteurs et 2 injecteurs (*NB : mise à jour de ce présent résumé en incluant les 2 puits forés en 2024*).

Une troisième culmination, au-delà de la faille de Belou, et portant le même nom, a été exploitée par un seul puits, sur 5 puits forés. Cette zone n'est plus exploitée depuis 1995.

Le niveau géologique du Dogger contient 3 niveaux réservoirs différents. Mais une fracturation naturelle a été mise en évidence dans le gisement qui permet localement de mettre en communication les différents niveaux réservoirs.

4.2 Historique du développement du champ pétrolier

1958 – 1976 : 1^{ère} période de développement par Petrorep

Le gisement de Coulommès-Vaucourtois a été découvert par la société Petrorep en 1958. La phase initiale de mise en production a été effectuée de 1958 à 1960. Au cours de cette période, 40 puits ont été forés à l'intérieur des limites de la concession. Ces puits ont permis de définir les limites du gisement et celles de la concession (avant l'adjonction de la partie Nord-Est de Montlevée en mai 1994).

Ensuite 11 puits intercalaires ont été forés de 1964 à 1968 dans la zone de Vaucourtois. 3 derniers puits ont été forés en 1976.

Au total, 54 sondages ont été effectués sur la concession, dont 48 ont été productifs.

1983 – 2016 : 2^{ème} période de développement par Petrorep

Après la première période de développement, les activités de forage n'ont repris qu'en 1983 :

- 4 puits forés de 1983 à 1987
- 1 puits forés en 1995
- 2 reprises de puits en side-track en 2005 et 2006
- 2 nouveaux puits réalisés en 2011 et 2012

A partir de 1991 et jusqu'à fin 2016, Petrorep a procédé à la fermeture et à l'abandon de 50 des 55 puits mis en exploitation depuis l'origine, pour la plupart envoyés par la montée des eaux sous-jacentes ou n'étant plus intéressants dans l'environnement économique de l'époque. Ces fermetures définitives s'ajoutent aux 8 puits secs d'exploration ou de développement hors structure, en général bouchés et abandonnés à la fin des opérations de forage.

2017 – actuel : 3^{ème} période d'exploitation par SPPE

SPPE-Fublaines a repris l'exploitation de la concession de Coulommès Vaucourtois début 2017 avec 3 puits producteurs (MIL-1GH, MIL-2H et ME-4H), ainsi que 2 injecteurs (BG-32 et IG-1) sur la culmination de Vaucourtois.

SPPE-Fublaines a poursuivi le développement du champ en ajoutant 4 producteurs avec drain horizontal dans la Dalle Nacrée du Dogger, aux 3 producteurs en exploitation de la période PETROREP. Il s'agit des puits MIL-102H et MIL-202H, forés fin 2021-début 2022 sur la plateforme du MIL-2H qui a été réaménagée à cet effet et des puits MIL-3H et MIL-103H, forés en juillet 2024 sur la plateforme de MIL-3 (anciennement BG-81) qui a été également réaménagé (*NB : mise à jour de ce présent résumé en rajoutant les puits forés en 2024*).

4.3 Historique de production

La production cumulée d'huile depuis l'origine (1958) sur la concession de Coulommès-Vaucourtois s'élevait à 15,244 millions de barils (2,412 millions de m³) à mi 2022, avec la répartition suivante :

- Belou : 623 765 barils ou 99 167 m³ (production arrêtée en 1995),
- Coulommès s/s : 2 747 029 barils ou 436 730 m³ (fin de la production de la culmination de Coulommès en 1994),
- Vaucourtois : 11 873 430 barils ou 1 875 888 m³, avec une production toujours en cours.

4.4 Estimation de l'accumulation

Les estimations relatives aux volumes en place du réservoir n'avaient pas été réévaluées depuis les premières évaluations réalisées avant 1981. Ces anciennes estimations sont aujourd'hui obsolètes, notamment car elles sous-estimaient la quantité d'huile récupérable, une part significative de la production ayant été extraite depuis le début de l'exploitation dans les années 1960.

Un travail récent de retraitement sismique, complété par des études structurales et une modélisation du réservoir, a permis de réactualiser l'estimation de l'accumulation de la concession de Coulommès-Vaucourtois à partir des connaissances et outils disponibles aujourd'hui.

Le calcul de l'huile en place (STOOIP), établi sur la base des volumes issus du retraitement sismique réalisé en 2020, conduit à une estimation d'environ 72 millions de barils (soit 11,4 millions de m³).

En appliquant un taux de récupération conventionnel de 28 % pour les réservoirs du Dogger, les réserves ultimes sont estimées à environ 20,1 millions de barils, contre 14,6 millions de barils déjà produits à mi-2022. Cela correspond à des réserves techniques additionnelles restantes de l'ordre de 5,5 millions de barils à ce jour.

4.5 Autres études antérieures

Des études antérieures ont été réalisées sur la concession de Coulommès-Vaucourtois :

- Exploration du Trias :

Au cours du développement du Dogger du gisement, les possibilités pétrolières du Trias ont été explorées par PETROREP et ESSO REP par 5 forages dans le périmètre actuel de la concession.

Les résultats de ces forages montrent des indices au Trias, mais les mauvaises caractéristiques du réservoir du Trias n'ont pas permis d'avoir une exploitation économique de ce réservoir.

Cette étude condamne à ce jour l'exploration du Trias de la concession de Coulommès-Vaucourtois.

- Sismique :

Des études sismiques ont été réalisées en plusieurs campagnes différentes :

- Début 1981 : 3 profils ont été enregistrés
- Fin 1983 : 4 profils ont été enregistrés
- En 1984 et 1986 : 6 profils ont été enregistrés.

La couverture sismique de la concession est suffisante pour la poursuite du développement et donc il n'est pas envisagé d'enregistrements complémentaires.

- Projet pilote de CO₂ :

Au début des années 1980, un projet d'injection de gaz fut envisagé afin d'optimiser la récupération finale de pétrole. Ce projet a comporté trois phases :

- Une phase théorique comprenant l'étude de la fracturation naturelle des réservoirs, des mesures de miscibilité & mobilité de mélange brut-CO₂ en laboratoire ainsi que des simulations permettant de déterminer les paramètres d'injection à appliquer.
- Une phase de tests d'injectivité sur un puits.
- Une phase d'essais de balayage en injectant sur un puits et observations des conséquences sur la production des puits à proximité.

Simulations et test-pilote ont démontré ou vérifié :

- Que dans les cas les plus favorables chaque m³ supplémentaire d'huile récupérée nécessitait l'injection de 1,5 t de CO₂ coûtant 700 F/t en 1984. Cette solution ne paraissait donc pas économique à l'échelle du gisement.
- Que le balayage ne s'est pas fait vers les puits les plus proches, mais a été observé suivant la direction dominante NNW-SSE du réseau de fractures sub-verticales mis en évidence lors de l'étude géologique réalisée (1^{ère} phase du projet).

- Géothermie :

Des essais de pompage dans un doublet géothermique ont eu lieu en 1978.

Le doublet était constitué de 2 anciens producteurs d'huile arrêtés : les puits CS4 et E29, distants de 1140m. Ces puits ont été adaptés pour réaliser cet essai.

Le résultat des essais ont confirmé la présence d'un réservoir géothermique du Dogger dans cette région. Ces essais, antérieurs au premier doublet géothermique de Meaux (1981) ont ouvert la voie au développement du réseau de chaleur de la ville de Meaux qui est aujourd'hui une référence.

5 ACTIVITES D'EXPLOITATION ACTUELLES

5.1 Méthodes de récupération du pétrole

- Méthode de récupération primaire :

Les réservoirs pétroliers présentent généralement initialement une pression de formation suffisamment forte pour forcer l'huile (pétrole brut) dans le puits et pour permettre sa remontée jusqu'à la surface à travers un tubing de production. Néanmoins comme la production est invariablement accompagnée par un déclin de la pression de pore du réservoir, la récupération primaire des hydrocarbures à l'aide de cette déplétion naturelle du réservoir arrive à sa fin assez rapidement.

Rapidement ensuite, avec le déclin de la pression de pore du gisement, l'huile a de plus en plus de mal à arriver sans aide jusqu'en surface. Un système de pompage doit être installé pour poursuivre l'exploitation du gisement qui va également s'hydrater progressivement, donc alourdir le poids de la colonne de fluides (pétrole et eau de formation) dans le puits.

La méthode de récupération primaire du pétrole consiste à créer une dépression entre la surface (la tête de puits) et le fond du puits (au niveau du réservoir). Cette dépression est artificielle, avec la mise en place d'un système de pompage permettant de remonter en surface les fluides par des tubings de production. L'eau, extraite en même temps que le pétrole, est ensuite réinjectée dans le même gisement pour ralentir la baisse naturelle de la pression du réservoir.

Cette méthode permet de récupérer une petite fraction du pétrole d'origine en place (OOIP) : le facteur de récupération est généralement de 5% à 30%, en fonction de la pression du réservoir, de la perméabilité de la roche, de la viscosité du pétrole et de l'espacement et emplacement des puits (pour le gisement de Coulommès-Vaucourtois, on estime à 28% le facteur de récupération avec la méthode de récupération primaire).

- Récupération secondaire du pétrole :

Lorsqu'une part importante du pétrole présent dans le gisement ne peut plus être récupérée par pompage, une méthode amenant une énergie supplémentaire externe au gisement doit être trouvée pour maintenir ou augmenter la pression et déplacer le pétrole vers les puits. Cette méthode consiste à injecter un fluide (en général de l'eau ou du gaz) dans le gisement. Cela permet d'augmenter le facteur de récupération.

Sur le gisement de Coulommès-Vaucourtois, cette méthode de récupération secondaire n'est pas pratiquée.

5.2 Principes d'exploitation

Traitement de la production sur la concession de Coulommès-Vaucourtois :

Le gisement de Coulommès-Vaucourtois est aujourd'hui un gisement dit mature, produisant avec des pourcentages d'eau et d'huile, classiques au Dogger, de l'ordre de 80 % à 90 %.

La méthode de récupération adoptée depuis l'origine est dite primaire : le gisement n'est ni artificiellement rechargé en pression, ni balayé par un surplus d'injection d'eau entre les différents puits producteurs. Les 2 puits injecteurs actuels n'ont que pour fonction de replacer l'eau de gisement produite dans son réservoir d'origine (le Bathonien).

Les puits pétroliers de Coulommès-Vaucourtois sont exploités par pompage à l'aide de Pompes à Cavitation Progressive (PCP), de type Moineau. Ces pompes ont remplacé progressivement les anciennes pompes à balancier, et sont plus discrètes, plus souples d'utilisation et silencieuses.

La production du puits (huile + eau) est séparée par gravité (densité d'huile = 0,86 ; densité d'eau de gisement = 1,024) dans un séparateur situé à la station La Cote 166. L'eau de gisement produite est ensuite réinjectée par 2 puits (BG-32 et IG-1) dans son réservoir d'origine.



Figure 4 : Photographie illustrant les installations de surface des pompes à cavitation progressive (photo : Rival studio, pour SPPE)

Réseaux de collectes :

Sur la concession de Coulommès-Vaucourtois, les fluides produits par les puits producteurs sont acheminés vers les stations de traitement par un réseau de collectes enterrées.

Les collectes transportent :

- les fluides de production (pétrole brut et eau de gisement) : ce sont les collectes entre les puits producteurs et les stations de traitement,
- l'eau de gisement : entre les stations de traitement et les puits injecteurs,
- le pétrole brut : entre les stations de traitement et les postes de chargement pour expédition.

Ces collectes sont essentiellement en fibre de verre stratifiée, de diamètres entre 2" 3/8 et 6".

Les collectes de la concession sont surveillées et contrôlées régulièrement.

Expédition de la production :

Le pétrole brut produit sur la concession de Coulommès-Vaucourtois est, après traitement via le séparateur, stocké dans des cuves de stockage sur les centres de Saint-Fiacre ou de Boutigny (IG-1) en vue de son expédition en raffinerie.

L'expédition est réalisée par citernage, par voie routière, jusqu'au dépôt de la compagnie industrielle maritime (CIM) au Havre, avant que le pétrole brut soit envoyé à la raffinerie à proximité.

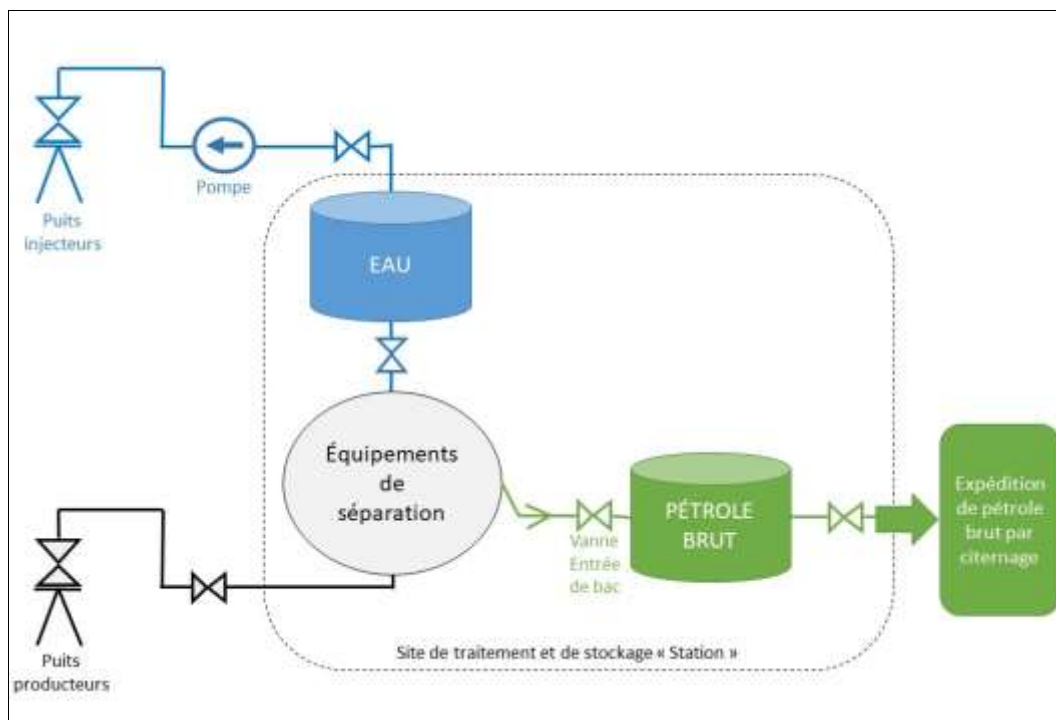


Figure 5 : Schéma de principe de l'exploitation de la concession de Coulommès-Vaucourtois

Travaux courants d'exploitation (surveillance et de maintenance) :

- Procédures de surveillance et de maintenance des installations de surface :
Une surveillance régulière est réalisée sur toutes les installations d'exploitation de la concession, ainsi que les travaux de maintenance nécessaires (entretien des sites, remplacement de matériels, etc.).
Une vérification journalière des puits et des stations de stockage et de traitement est effectuée.
Des vérifications complémentaires sont effectuées hebdomadairement, mensuellement ou semestriellement en fonction des équipements.

- Opérations d'entretien dans les puits :
Les réparations (opérations de pulling) sont des opérations consistant à remplacer les équipements de pompage en panne situés dans les puits. Ces opérations nécessitent l'intervention d'un appareil d'intervention léger et durent 1 à plusieurs jours en fonction des opérations à réaliser.
Des opérations de reconditionnement d'un puits (ou work-over) sont réalisées avec pour objectif d'intervenir sur les niveaux producteurs du puits. Par exemple :
 - o afin d'optimiser la production d'un puits par perforations, stimulations, isolation de zones non productrices, etc.,
 - o afin de convertir un puits (producteur en injecteur ou injecteur en producteur),
 - o afin de boucher un puits : enlèvement du système de pompage, nettoyage et isolation des zones productrices et pose de bouchons de ciment ou de bouchons mécaniques (plug).Ces opérations sont réalisées généralement par un appareil d'intervention léger, et plus exceptionnellement par un appareil lourd.

5.3 Description des sites et du périmètre concernés par la demande de prolongation

La Concession de Coulommès-Vaucourtois comprend les différents sites de production et installations de surface suivants :

- 4 plateformes des puits de production (MIL-1, MIL-2, ME-4, MIL-3)
- 1 site d'arrivée des collectes (La Cote 166),
- 2 sites de traitement et de chargement, avec un puits injecteur (IG-1, BG-32)
- 1 site de gare de collecte.
- 2 sites où étaient présents des puits, fermés définitivement depuis de nombreuses années (ME-3, BG-31)
- 5 km de collectes entre les différents sites

Ces installations sont soumises à la réglementation minière et/ou ICPE.

Nom du site	Nom du puits	Type d'installation	Superficie
Saint Fiacre	BG-32	Station de chargement avec puits injecteur	0,3 ha
La Cote 166	/	Site d'arrivée des collectes	0,2 ha
Gare racleurs	/	Gare racleurs des collectes	0,0012 ha
IG 1	IG-1-G	Station de traitement et de chargement avec puits injecteur	0,6 ha
MIL 1	MIL-1-G2H	Puits producteur	1,6 ha
MIL 2	MIL-2-H MIL-102-H MIL-202-H	Puits producteur Puits producteur Puits producteur	1 ha
MIL 3	MIL-3-H MIL-103-H	Puits producteur Puits producteur	0,7 ha
ME 4	ME-4-H	Puits producteur	1 ha
ME 3		Site de stockage de terres végétales	0,9 ha
BG 31		Site non utilisé	0,4 ha

Figure 6 : Tableau récapitulatif des sites actuels de la concession

5.3.1 La plateforme de production MIL 1

La plateforme MIL 1 est située à proximité immédiate de l'autoroute A4.

Il s'agit d'un site clôturé d'une superficie de 1,6 ha, ceinturé par des merlons et des fossés, avec un système de déshuileur-débourbeur qui récupère toutes les eaux du site (eaux de pluie et eaux de ruissellement) avant tout rejet dans le milieu naturel.

La plateforme comporte 1 puits producteur MIL 1 en pompage continu au moyen d'une pompe à cavités progressives PCP utilisant l'énergie électrique fournie par le réseau aérien raccordé au réseau public de distribution d'électricité.

La tête de puits est placée dans une cave bétonnée, elle-même placée sur une aire bétonnée, permettant de collecter les égouttures éventuelles lors des interventions sur le puits.

La tête de puits est reliée par des tuyauteries enterrées à la collecte principale, arrivant de la plateforme MIL 2 et allant vers le site d'arrivée des collectes La Cote 166, en passant par la gare de départ du racleur. Les pressions de fonctionnement demeurent largement inférieures à 10 bars.

La plateforme est occupée sur un terrain privé via une convention d'occupation depuis 1988.

Sur la plateforme a été foré un puits d'eau à 94m qui s'est avéré sec.

Le site ayant une superficie importante, la partie périphérique de la plateforme sert également de stockage pour du matériel (par exemple des tubages ou tubings). Deux bennes pour déchets souillés sont également présentes sur des rétentions bétonnées pour accueillir tous les déchets provenant de la maintenance et de l'entretien des installations. Ces bennes sont vidées régulièrement.

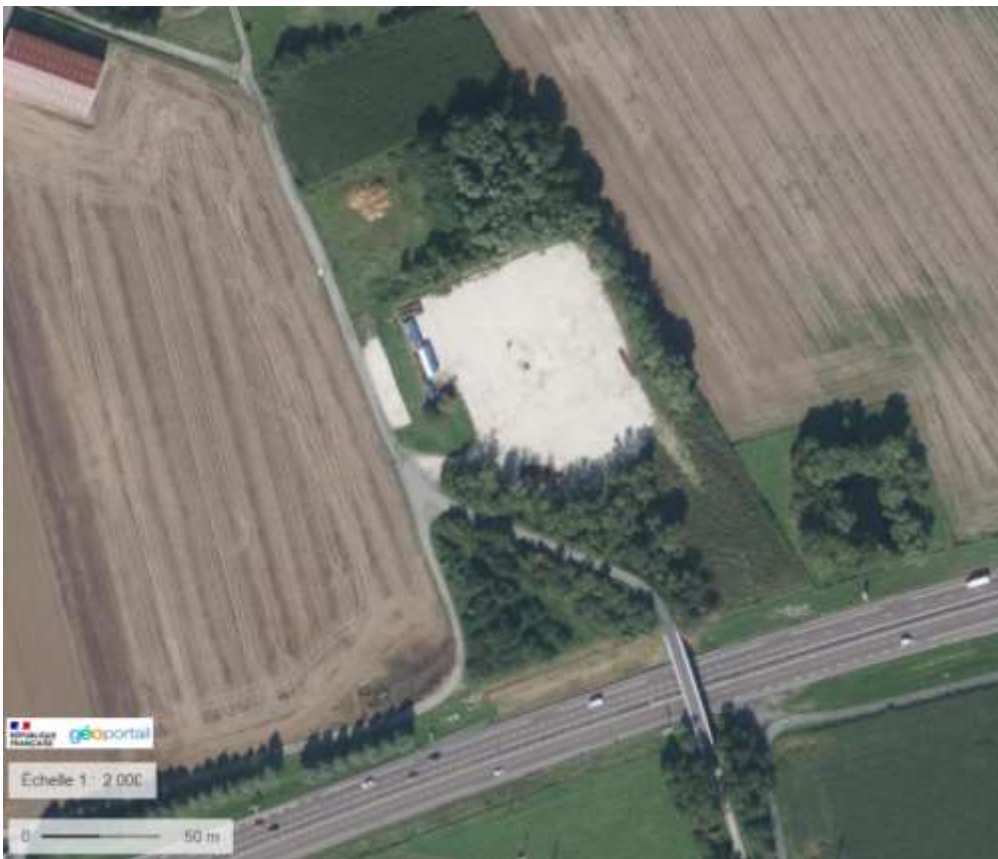


Figure 7 : Photographie aérienne de la plateforme MIL 1



Figure 8 : Photographie de la plateforme MIL 1

5.3.2 La plateforme de production MIL 2

La plateforme MIL 2 est située à proximité immédiate de l'autoroute A4.

Il s'agit un site clôturé d'une superficie de 1 ha, ceinturée par des merlons et/ou des fossés et un système de déshuileur-débourbeur récupère toutes les eaux du site (eaux de pluie et eaux de ruissellement) avant tout rejet dans le milieu naturel.

La plateforme comporte 3 puits producteurs MIL 2, MIL 102, MIL 202 en pompage continu au moyen de pompes à cavités progressives PCP utilisant l'énergie électrique fournie par des panneaux photovoltaïques présents sur le site. Le site est également raccordé au réseau public de distribution d'électricité.

Chaque tête de puits est placée dans une cave bétonnée, elle-même placée sur une aire bétonnée, permettant de collecter les égouttures éventuelles.

Les têtes de puits sont reliées par des tuyauteries enterrées à la collecte principale, au niveau d'un manifold placé sur une rétention bétonnée. La collecte part du site MIL2 en direction du site MIL1. Les pressions de fonctionnement demeurent largement inférieures à 10 bars.

La plateforme est occupée sur un terrain privé via une convention d'occupation depuis 2011.

Un puits d'eau a été réalisé jusqu'à la nappe du Lutétien à 100m de profondeur. Le puits est tubé avec une crépine au niveau de la nappe. Ce puits est équipé temporairement d'une pompe lors des travaux de forage afin de permettre l'alimentation en eaux industrielles du chantier. A noter que, pour un

forage, le prélèvement de l'eau est inférieur à 1000 m³. En absence de travaux de forage sur la concession, le puits d'eau est fermé.

Trois cuves d'eau sont présentes sur le site en tant que bacs tampons pour le prélèvement d'eau du puits d'eau. Ces cuves ne sont utilisées, comme le puits d'eau, qu'en cas de travaux de forage.



Figure 9 : Photographie aérienne de la plateforme MIL 2 (date de prise de vue avant le forage des 2 puits MIL-102 et MIL-202)



Figure 10 : Vue de la plateforme MIL 2

5.3.3 La plateforme de production MIL 3

La plateforme MIL 3 est une ancienne plateforme créée en 1984 lors du forage du puits BG 81. La plateforme a fait l'objet d'une rénovation complète avant le forage des puits MIL-3 et MIL-103 en 2024.

Il s'agit un site clôturé d'une superficie de 0,7 ha, ceinturée par des merlons et/ou des fossés. Un système de déshuileur-débourbeur récupère toutes les eaux du site (eaux de pluie et eaux de ruissellement) avant tout rejet dans le milieu naturel.

La plateforme comporte 2 puits producteurs MIL 3, MIL 103 en pompage continu au moyen de pompes à cavités progressives PCP utilisant l'énergie électrique fournie par le réseau public de distribution d'électricité.

Chaque tête de puits est placée dans une cave bétonnée, elle-même placée sur une aire bétonnée, permettant de collecter les égouttures éventuelles.

Les têtes de puits sont reliées par des tuyauteries enterrées à la collecte principale qui part du site MIL 3 en direction du site d'arrivée des collectes de La Cote 166. Les pressions de fonctionnement demeurent largement inférieures à 10 bars.

Un puits d'eau a été réalisé jusqu'à la nappe du Lutétien à 110m de profondeur. Le puits est tubé avec une crépine au niveau de la nappe. Ce puits s'est avéré sec.

La plateforme est occupée sur un terrain appartenant à SPPE-Fublaines.

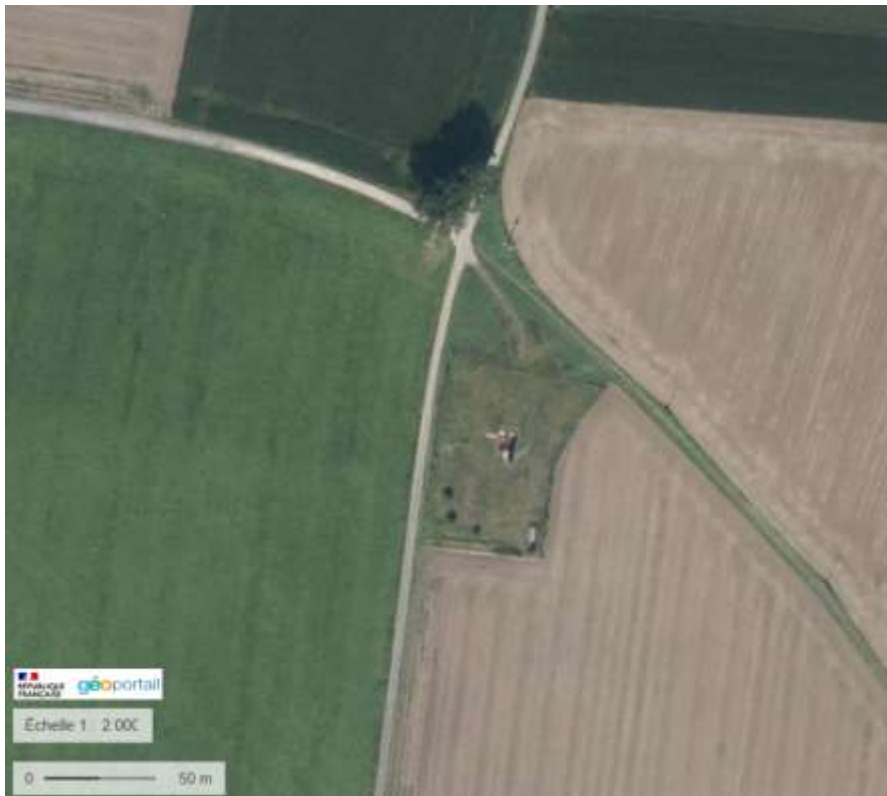


Figure 11 : Photographie aérienne de la plateforme MIL 3 (date de prise de vue avant le forage des 2 puits MIL-3 et MIL-103)



Figure 12 : Vue de la plateforme MIL 3

5.3.4 La plateforme de production ME 4

La plateforme ME 4 est un site clôturé d'une superficie de 1,0 ha, ceinturé par des merlons et/ou des fossés, avec un système de déshuileur-débourbeur qui récupère toutes les eaux du site (eaux de pluie et eaux de ruissellement) avant tout rejet dans le milieu naturel.

La plateforme comporte 1 puits producteur ME 4 en pompage continu au moyen d'une pompe à cavités progressives PCP utilisant l'énergie électrique fournie par le réseau public de distribution d'électricité.

La tête de puits est placée dans une cave bétonnée, elle-même placée sur une aire bétonnée, permettant de collecter les égouttures éventuelles lors des interventions sur le puits.

La tête de puits est reliée à la collecte reliant le site d'arrivée des collectes La Cote 166. Les pressions de fonctionnement demeurent largement inférieures à 10 bars.

La plateforme est sur un terrain appartenant à SPPE-Fublaines.



Figure 13 : Photographie aérienne de la plateforme ME 4



Figure 14 : Vue de la plateforme ME 4

5.3.5 La gare de départ du racleur

Au départ de la collecte 6" une gare de racleur assure l'introduction de ce dernier sans interruption de la production grâce à un jeu de vannes qui isolent la gare proprement dite du reste de la collecte. La superficie clôturée des installations ne représente qu'à peine 12 m².

Le site de la gare est occupé sur un terrain privé via une convention d'occupation depuis 2015.



Figure 15 : Photographie aérienne de la gare racleur (cadre rouge)

5.3.6 Le site d'arrivée des collectes La Cote 166

Les fluides de production sont dirigés dans les collectes enterrées vers le point culminant du gisement, sur le site de La Côte 166, où ils sont regroupés avant d'être acheminés, via une canalisation enterrée, vers le site de traitement IG-1 situé à proximité, de l'autre côté du chemin rural n°26, dit Chemin de la Forêt.

Avant la rénovation de la station IG1, le site assurait le traitement des fluides de production, notamment par séparation dans un séparateur atmosphérique. Les cuves, bien que toujours présentes sur site et nettoyées, ne sont actuellement plus utilisées.

Le site est sur un terrain appartenant à SPPE-Fublaines.

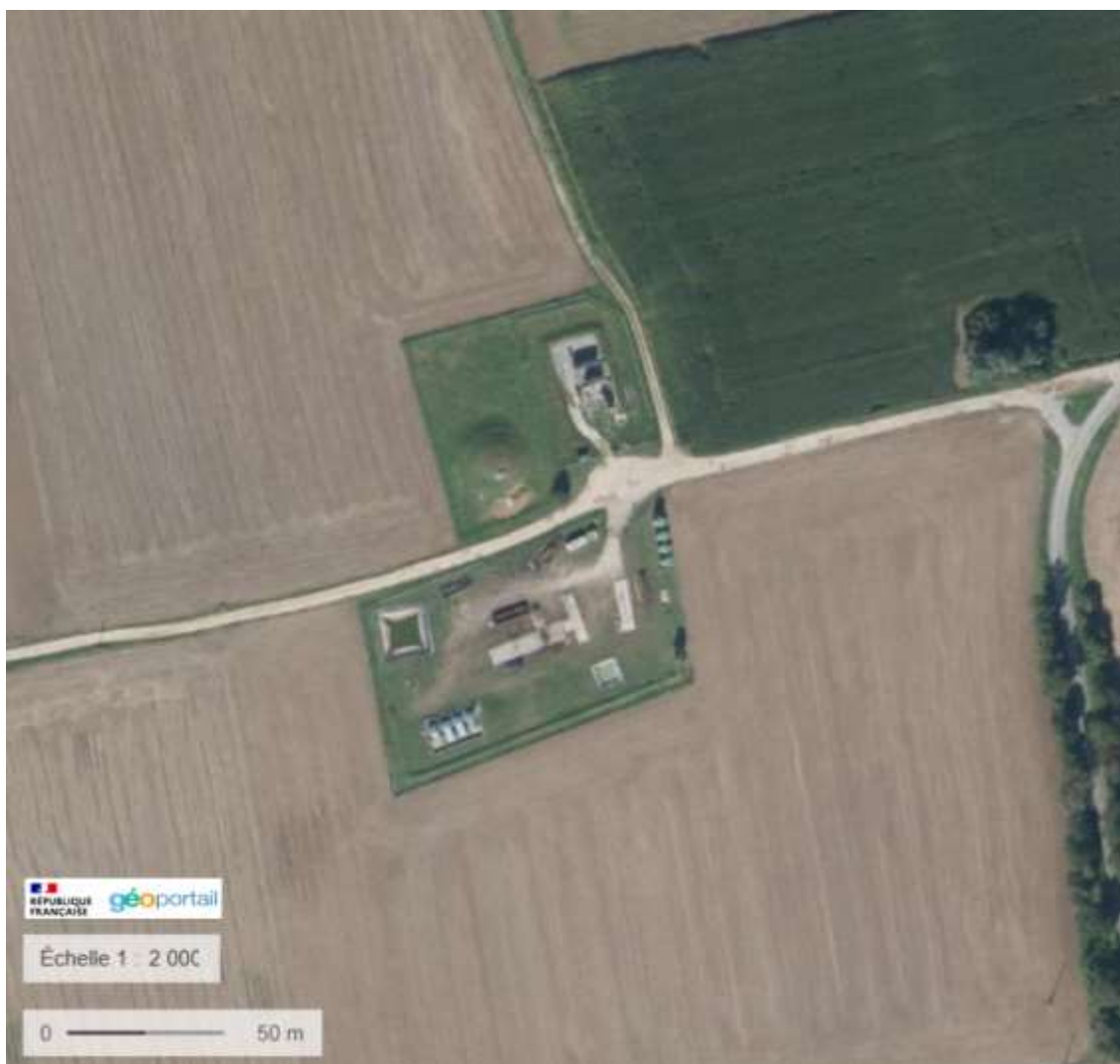


Figure 16 : Photographie aérienne des sites IG 1 et La Cote 166 (date de prise de vue avant les travaux de rénovation de la station IG 1)



Figure 17 : Photographie du site La Cote 166

5.3.7 La station de traitement et d'expédition de IG 1, site du puits d'injection IG 1

La collecte des fluides de production provenant du site de La Cote 166 alimente, sur le site de traitement de IG-1, un séparateur atmosphérique bi-phasique vertical d'une capacité de 50 m³, pour réaliser la séparation pétrole/eau.

- Le pétrole est dirigé par collecte vers les cuves de stockage du site par gravité, ou par collecte enterrée vers les cuves de stockage du site de Saint-Fiacre, pour être chargé dans les camions citernes.
- L'eau de gisement est renvoyée dans le gisement à partir du puits injecteur IG-1, après avoir été stockée dans la cuve d'eau. Le gisement est ancien et produit beaucoup d'eau salée (salinité à 30 g/l) qui, une fois séparée, est réinjectée dans le Dogger, son réservoir d'origine. Il n'y a pas de rejet dans le milieu naturel ambiant. Une collecte enterrée permet également de transférer de l'eau de gisement vers le site de Saint-Fiacre.
- Le gaz, vu son faible volume, est rejeté à l'atmosphère.

Les installations sur le site sont :

- Les installations de traitement :
 - o 1 séparateur de 50 m³
 - o 1 réservoirs d'eau de gisement de 38 m³
 - o 3 réservoirs de stockage d'hydrocarbures de 30m³ chacun
 - o Bassin de rétention où sont placés les cuves de séparateur et de réservoirs de stockage

- Les installations de chargement de pétrole brut :
 - o 1 aire de chargement des véhicules citernes constituée d'une dalle en béton avec récupération des égouttures.
 - o 1 abri chauffeur permettant une surveillance pendant les opérations de chargement
- Les installations de réinjection de l'eau de gisement :
 - o 1 pomperie pour injecter l'eau dans le puits injecteur
 - o 1 puits injecteur IG -1-G
- Les installations de protection :
 - o 1 réserve d'eau incendie de 3 cuves de 37,5 m³ et autres moyens de lutte contre l'incendie (extincteurs, sable, ...)
 - o 1 clôture
 - o 1 réseaux de caniveaux et de fossés et un débourbeur-déshuileur

Le site a été rénové en 2024, dans le cadre d'une modernisation complète des installations. À cette occasion, des systèmes de sécurité ont été intégrés, reposant sur des automates programmables assurant la surveillance et la sécurisation des opérations.

Le site est une installation classée soumise à déclaration sous la rubrique n° 1434 pour le chargement de pétrole brut, contrôlée de façon périodique conformément à la réglementation.

Le site est sur un terrain appartenant à SPPE-Fublaines.



Figure 18 : Photographie du site IG 1

5.3.8 La station d'expédition de Saint-Fiacre, site du puits d'injection BG 32

Le site reçoit, par des collectes enterrées :

- le pétrole brut, stocké temporairement dans des cuves avant son chargement dans les camions citernes
- l'eau de gisement, stocké temporairement dans des bacs de stockage tampons pour être réinjecté dans le puits injecteur BG-32 par simple effet gravitaire à partir des bacs tampons.

Les installations sur le site sont :

- Les installations de stockage de pétrole brut :
 - o 1 séparateur de 10 m³
 - o 2 réservoirs de stockage d'hydrocarbures de 45m³ chacun
 - o Bassin de rétention où sont placés les cuves de séparateur et de réservoirs de stockage
- Les installations de chargement de pétrole brut :
 - o 1 aire de chargement des véhicules citernes constituée d'une dalle en béton avec récupération des égouttures.
 - o 1 abri chauffeur permettant une surveillance pendant les opérations de chargement
- Les installations de réinjection de l'eau de gisement :
 - o 2 bacs de stockage d'eau de gisement de 50m³
 - o 1 puits injecteur IG -1-G
- Les installations de protection :
 - o 1 réserve d'eau incendie de 37 m³ et autres moyens de lutte contre l'incendie (extincteurs, sable, ...)
 - o 1 clôture
 - o 1 réseaux de caniveaux et de fossés et un débourbeur-déshuileur

Le site est une installation classée soumise à déclaration sous la rubrique n° 1434 pour le chargement de pétrole brut, contrôlée de façon périodique conformément à la réglementation.

Le site est sur un terrain appartenant à SPPE-Fublaines.



Figure 19 : Photographie aérienne du site BG 32



Figure 20 : Photographie du site BG32

5.4 Encadrement réglementaire

Les travaux d'exploitation de la concession de Coulommès-Vaucourtois sont réglementés par l'arrêté préfectoral n°2011/DCSE/M/002 du 22 mars 2011 portant mise à niveau de l'encadrement réglementaire applicable à la concession.

Cet arrêté encadre les travaux d'exploitation pour les installations de surface, les collectes et les puits, en complément des dispositions réglementaires en vigueur.

6 RESUME DU DESCRIPTIF DES TRAVAUX ENVISAGES

6.1 Activités résultantes suite à la prolongation de la concession

La prolongation de la concession est destinée, dans un premier temps, à permettre le maintien en exploitation des moyens de production existants, comme décrit dans les chapitres précédents, ainsi que, dans un second temps, la réalisation et la rentabilisation de nouvelles études et de nouveaux ouvrages afin de valoriser au mieux les réserves du gisement de Coulommès-Vaucourtois avant la fin de notre activité en 2040.

6.1.1 Poursuite de l'exploitation sur le schéma actuel

Les travaux d'exploitation concerneront la production du pétrole brut contenu dans le réservoir Dogger connu depuis 1958. Ils vont consister à :

- maintenir/améliorer le niveau de production actuel, par des réparations et optimisations des puits existants,
- adapter les installations de surface actuelles à l'optimisation de l'exploitation.

Les réserves prouvées et techniquement exploitables sur la concession de Coulommès-Vaucourtois, sont estimées à plusieurs millions de barils.

Toutefois, compte tenu du dispositif d'exploitation en place à ce jour — soit sept puits producteurs en activité en 2026 et les installations de traitement existantes —, du déclin naturel des puits et en l'absence de travaux de développement complémentaires, la production additionnelle prévisionnelle sur la période 2024 à 2039 est estimée à environ 300 000 barils.

Cette estimation prend en compte l'hypothèse d'une fin d'exploitation au 31 décembre 2039, conformément au cadre de la demande de prolongation, et est détaillée au point 6.3 relatif aux volumes d'extraction prévisionnels.

6.1.2 Travaux de développement de l'exploitation

Dans le cadre de travaux de développement, une étude sur la réalisation de deux nouveaux puits d'exploitation a été élaborée et une demande a été transmise en 2018 pour cela. Ces deux nouveaux puits d'exploitation, réalisés à partir de la plateforme BG 81 afin de poursuivre le développement du gisement de Vaucourtois, ont été autorisés par arrêté préfectoral en 2020.

Il s'agit des projets de puits MIL 3 et MIL 103. Ces travaux ont été réalisés dans l'année 2024 (NB : mise à jour de ce présent résumé en juin 2026).

6.2 Potentiel additionnel de la concession

Des travaux de développement peuvent être réalisés sur la concession, en fonction des résultats d'étude de développement qui seront réalisés pendant la durée prolongée de la concession, consistant en de nouveaux puits d'exploitation qui seront forés avec drain horizontal au niveau du réservoir et complétés selon la même architecture et la même méthodologie que celles employées par SPPE et validées depuis 2005 sur ses travaux dans l'Aube et en Seine-et-Marne,

Dans le cadre d'un développement complet du gisement de Coulommès-Vaucourtois, il est possible de proposer un schéma de développement comportant 5 puits supplémentaires :

- dont 3 puits déviés, forés à partir de plateformes existantes MIL 1, MIL 2 et ME 4 ;
- dont 2 puits qui pourraient être forés à partir d'une nouvelle plateforme à créer.

Ce schéma de développement sera étudié dans les premières années suivant la prolongation de la concession, afin de définir plus précisément la pertinence des projets évoqués ici.

Le forage des 5 puits supplémentaires pourrait amener une production additionnelle de l'ordre de 330 000 barils supplémentaires, en sus des 300 000 barils estimés à fin 2039 avec les installations actuelles (voir le point 6.3 relatif aux volumes d'extraction prévisionnels).

Ces activités de développement ne relèvent pas de l'exploitation courante et ne sont pas couvertes par la demande de prolongation de la concession car ils feront l'objet de demandes particulières de travaux.

6.1.2.1. Etudes géologiques

Dans le cadre de la valorisation continue des ressources du gisement de la concession de Coulommès-Vaucourtois, des études géologiques et des analyses réservoir peuvent être menées afin d'évaluer et de mettre à jour les données relatives au gisement.

Ces études, réalisées en bureau ou en laboratoire, consistent en l'interprétation des données issues de différentes sources (historique de production, géophysiques, carottes, données de forage, etc.) afin de déterminer un schéma de développement adéquat du gisement.

Ces études n'affectent en aucune manière l'environnement du périmètre sollicité.

6.1.2.2. Travaux géophysiques

Les travaux de prospection géophysique tendent, grâce à la mesure des divers paramètres physiques du sous-sol, à reconstituer les structures souterraines, à isoler les configurations géologiques propices à des accumulations d'hydrocarbures et à recenser les anomalies de mesures qui peuvent correspondre à des gisements potentiels.

Des études sismiques ont été réalisées en plusieurs campagnes dans les années 1980. Des retraitements des données sismiques ont été réalisés numériquement par la suite.

La couverture sismique de la concession étant considérée comme suffisante pour la poursuite du développement, il n'est pas envisagé d'acquisitions géophysiques complémentaires sur le terrain.

6.1.2.3. Travaux de forage

Les forages sont des travaux d'investissement important, résultant d'études géologiques et économiques poussées, afin de permettre de développer la mise en valeur du gisement. Les forages ont pour but d'exploiter ou de confirmer l'extension de certaines zones du gisement.

Les forages font l'objet d'une demande d'autorisation particulière, accompagnée d'une étude d'impact détaillée.

L'implantation et l'architecture des futurs sondages d'exploitation est subordonnée :

- aux résultats des tests de production en cours sur les puits d'exploration récemment forés ou repris sur le périmètre de la demande de renouvellement de la concession,
- aux études géologiques, géophysiques et réservoirs complémentaires actuellement menées.
- Aux contraintes que SPPE se fixe pour l'implantation des forages : éloignement maximum des zones habitées, des secteurs à haute valeur patrimoniale ou des zones naturelles protégées ou sensibles

Il est néanmoins possible de décrire, dès à présent, la nature des travaux que nécessiterait un forage étant entendu que les dimensions données ci-après sont variables suivant la profondeur de l'objectif géologique à atteindre. Les chiffres précisés dans la présente note sont les valeurs les plus plausibles et le plus souvent rencontrées.

Une fois autorisés, les travaux de forage sont réalisés en 3 phases :

- Le terrassement et la mise en place des équipements de la plateforme (durée de 1 à 2 mois)
- Le forage proprement dit, réalisé avec un appareil de forage adéquat (durée d'1 à 2 mois)
- Les travaux sur le puits réalisé d'essais de production et de mise en pompage (durée d'1 à 2 semaines)

Travaux de terrassement :

La réalisation d'un forage d'exploration ou d'exploitation, requiert des travaux de terrassements destinés à créer une plateforme nivelée et compactée pour accueillir l'appareil de forage et ses installations annexes. L'aménagement des accès de façon à permettre la circulation de semi-remorques nécessite quelquefois également des travaux de terrassement.

La terre végétale est stockée aux abords de la plate-forme.

La plateforme ainsi créée est empierrée sur une épaisseur de 20 à 30 cm par apport extérieur de matériaux durs, propres et compactés en couches successives. Les zones susceptibles de recevoir des égouttures en cours de forage sont imperméabilisées. L'emprise de la plateforme sera de l'ordre de 1 ha environ pour la surface terrassée.

Les travaux de terrassement s'étalent sur une durée de 4 semaines environ et nécessitent l'emploi d'engins conventionnels de travaux publics. Le nivellement et les creusements nécessaires à la création de la plateforme provoquent un impact sur le relief plus ou moins important selon la topographie locale.

Les équipements de la plateforme :

La plateforme est équipée des ouvrages suivants :

- Cave : Une fosse étanche en béton dite "cave de forage" sera creusée sur la plateforme. La partie supérieure de la cave sera au niveau fini de la plateforme. Un tube guide en acier sera descendu par battage. Il constitue le point d'entrée du forage. A terme, la cave accueillera les équipements de tête de puits (terminaison du puits en surface).
- Réseaux de caniveaux et de fossés et un débourbeur-déshuileur : les eaux de pluie et toutes les eaux recueillies sur la plateforme seront dirigées vers un débourbeur-déshuileur avant tout rejet dans le milieu naturel.
- Clôture : la plateforme est ceinturée par une clôture.
- Un puits d'eau (facultatif) : En dehors d'une source possible pour les réserves incendie, cette eau sert presque exclusivement à la fabrication des boues de forage (de l'ordre de 600m³ à 900m³ par puits).

Pour les travaux de forage, des équipements supplémentaires sont installés provisoirement :

- Citernes de stockage d'eau industrielle et de réserve incendie : elles permettent de stocker l'eau industrielle pour faire face aux pointes de demande et sert de réserve incendie. Des citernes métalliques fermées seront mises à disposition.
- L'appareil de forage : Les travaux de forage seront effectués avec un appareil de forage de capacité adaptée à l'ouvrage à réaliser. La mise en place de l'appareil sur le site implique l'amenée d'environ 50 colis (sur semi-remorques) répartis sur une durée d'une semaine environ.

Les principaux éléments de ce type d'appareil sont les suivants :

- Le Mât de forage (ou derrick) d'une hauteur de 50 m environ, c'est une structure métallique fixée sur une sous-structure. C'est la partie la plus visible de l'installation. Pour des raisons de sécurité, il est éclairé en permanence.
 - Le Treuil de forage et son câble ; Ils supportent, par l'intermédiaire d'un système de poulies, le train de tiges de forage reliant l'outil à la surface du sol, et en permettent la manutention. Ils servent également à la manutention et à la descente des cuvelages.
 - Une tête de rotation hydraulique, qui entraîne les tiges de forage en surface et provoque la rotation de l'outil en fond de puits. Cette fonction est également assurée, lors des phases de forage en déviation, par la tête d'injection qui entraîne un moteur de fond.
 - Des pompes de forage : Elles permettent la circulation du fluide de forage depuis la surface jusqu'au fond du puits. Cette boue de forage permet le refroidissement de l'outil et la remontée des déblais. Elle empêche également l'éboulement intempestif de la paroi du puits et prévient l'entrée dans le puits de fluides contenus dans les formations traversées, en équilibrant la pression qui s'exerce sur les parois du puits.
 - Un ensemble moteurs thermiques/génératrice, fournissant l'énergie nécessaire au fonctionnement de l'appareil,
 - Des bassins de fabrication de boue de forage. L'ensemble des bassins équipés d'installation de séparation de fluides de forage et des solides permet de fabriquer des fluides de forage à partir de produits secs (bentonite) ou d'additifs liquides et de séparer en surface les déblais de forage des fluides avant réinjection de ceux-ci dans le puits.
 - Un ensemble d'obturateurs de puits constitué d'équipements de sécurité anti-éruption fixés sur la tête de puits qui permettent de fermer le puits (l'isoler de la surface), quelle que soit l'opération en cours.
- Zone de stockage des effluents de forage : Dans cette zone, seront stockés les déblais et fluides de forage, avant évacuation et traitement en centre agréé. On utilisera des bacs métalliques pour la réception des déblais. Ils sont dimensionnés pour permettre les prélèvements et la séparation des effluents présentant des caractéristiques différentes, notamment vis-à-vis des traitements ultérieurs. Ce système de bacs peut être associé à un système de déshydratation des boues permettant un recyclage d'une partie de l'eau contenue dans celles-ci. Les déblais sont évacués par camion régulièrement.

Principe du forage :

Un outil de forage est relié à la surface par un train de tiges métalliques ("garniture de forage") supportées par le mât de forage grâce à l'ensemble treuil-moufle fixe 1 moufle mobile (fonction de levage) est utilisé pour broyer la roche et permettre le forage du puits.

La roche broyée par l'outil est remontée en surface par circulation d'un fluide ("boue de forage") ayant des propriétés de suspension des solides. Ce fluide est injecté depuis la surface dans les tiges de forage et pénètre dans le puits au niveau du front de taille grâce à des événements ("duses") aménagés sur l'outil de forage. Ce fluide remonte ensuite du fond jusqu'en surface par l'espace annulaire créé entre les tiges de forage et les parois du trou en entraînant avec lui les déblais de roche broyée.

En surface, la boue de forage passe par un circuit de traitement approprié destiné à la débarrasser des solides indésirables (cuttings) avant sa réinjection dans le puits. Les déblais de forage sont stockés temporairement dans des bassins de rétention avant d'être traités (déshydratés) puis transportés sur un site de traitement et d'élimination autorisé. Chaque enlèvement fait l'objet d'un bordereau de suivi (BSD) qui est remis aux autorités compétentes à la fin des travaux.

Pendant l'exécution du forage, des cuvelages en acier sont régulièrement descendus dans le puits à différentes profondeurs et cimentés aux parois du trou afin de stabiliser cette paroi, d'isoler les unes des autres les différentes zones poreuses et perméables rencontrées et de rendre possible l'approfondissement du forage dans des conditions satisfaisantes de sécurité.

Principaux impacts des travaux de forage :

Les travaux de forage qui seront réalisés ont un caractère temporaire limité à 1 mois environ.

Ils entraînent momentanément divers inconvénients résultant de l'existence du chantier. Les principaux impacts du projet concernent :

- Les impacts visuels : emprise et présence du chantier (plateforme, mât de forage),
- Les impacts sur l'eau : risque de pollution accidentelle, au niveau du forage ou en surface,
- Les impacts sonores : une augmentation du niveau sonore ambiant est attendue pendant la phase de forage,
- Les impacts sur le milieu naturel (dont aléa glissement de terrain) : ils seront limités au maximum par le choix du site,
- Les impacts sur la sécurité publique, la circulation : une perturbation du trafic routier lors des déménagements, une gêne occasionnée par les approvisionnements en matériel.

Remarque sur le forage horizontal :

Certains puits pourront être réalisés selon la technique du forage horizontal. Cette technique est en fait très ancienne dans l'industrie pétrolière : Le concept du forage horizontal date de 1891 (brevet de

J.S. Campbell, "flexible shaft"), mais le premier forage officiellement enregistré comme horizontal date des années 1930 avec l'introduction d'un gyroscope (société Sperry Corp) dans le trou qui permettait également de mesurer l'orientation du puits.

Ce type d'architecture de puits est devenu classique au début des années 1980 avec l'apparition des mesures en cours de forage, ces outils de mesure ne nécessitaient plus de remonter la garniture de forage au jour pour faire un contrôle de déviation. Cette technologie de la mesure en temps réel a permis de réduire ainsi de manière drastique la durée des forages déviés/horizontaux et donc leurs coûts. Les forages déviés sont traditionnellement utilisés sur les opérations en mer, on arrive à forer parfois plus de 36 puits sur une surface de plateforme équivalente à la moitié d'un terrain de football. La technologie actuelle est utilisée depuis les années 1980 et permet une précision de l'ordre du mètre pour une cible située à plus d'un kilomètre sous terre. Le record actuel de forage horizontal est détenu par le puits Sakhalin-1 sur le gisement d'Odoptu en Russie avec 11 475 mètres de déport horizontal par rapport à la tête de puits.

Dans le Bassin de Paris de nombreux champs ont été développés à l'aide de cette technique (Itteville, Saint-Martin-de-Bossenay, Villeperdue, Soudron etc.) qui permet une exploitation en « cluster » et ainsi de limiter l'impact environnemental. SPPE sur ses titres miniers, utilisera cette technologie éprouvée pour forer des puits déviés ou horizontaux dans les niveaux réservoirs.

Le forage horizontal n'induit aucune nuisance ni aucun risque supplémentaire par rapport à un forage vertical.

Remarque sur la Loi du 13 juillet 2011 :

La Loi du 13 juillet 2011 interdit l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures par fracturation hydraulique, en France. SPPE et SPPE-Fublaines se conforme intégralement à cette Loi interdisant la fracturation hydraulique dans les puits pétroliers.

Pour les gisements du Dogger, cette technique est totalement inadaptée et improductive puisqu'une fracturation hydraulique créée au sein du réservoir Dogger, entrainerait de manière définitive, une hydratation totale de la production, rendant ainsi impossible toute exploitation du pétrole.

6.3 Volume d'extraction estimé

Les volumes d'extraction prévisionnels attendus sur la période couverte par la demande de prolongation de la concession, soit jusqu'à l'échéance fixée à fin 2039, sont estimés sur la base des réserves prouvées et techniquement exploitables à ce jour, ainsi que des performances observées des puits actuellement en production.

Elles tiennent compte :

- de la configuration actuelle des installations (nombre de puits actifs, capacité des unités de traitement) ;
- des hypothèses conservatoires en matière de déclin naturel de la production ;
- des hypothèses de nouveaux travaux de développement décrits dans les paragraphes précédents.

Cette modélisation permet d'anticiper le profil de production attendu jusqu'à l'arrêt programmé des activités, tout en identifiant les marges potentielles d'optimisation ou d'évolution en fonction de l'état des réservoirs et des conditions économiques.

6.3.1 Pétrole brut

Le calcul de l'huile en place (STOOIP), réalisé avec les volumes résultant des travaux de retraitement sismique de 2020 sur Coulommès-Vaucourtois, a donné les estimations de près de 72 millions de barils (11,4 millions de m³).

Avec un taux de récupération classique au Dogger de 28 % sur le global, les réserves ultimes sont de l'ordre de 20,1 millions de barils (contre 14,6 millions de barils déjà produits à mi 2022), c'est-à-dire des réserves techniques additionnelles à ce jour de l'ordre de 5,5 millions de barils.

L'hypothèse de production future prise en 2022 sur la durée de prolongation demandée, soit jusqu'à fin 2039, se basait sur la production future des 5 puits actifs de l'époque (760 000 barils), plus 7 nouveaux puits producteurs à forer estimés à 1 400 000 barils. Dans cette hypothèse de 2022 (lors de la rédaction du dossier de demande de prolongation de la concession), la production cumulée future de SPPE-Fublaines est basée sur 12 drains horizontaux et estimée à : $1,4 + 0,76 = 2,16$ millions de barils à fin 2039.

Cette projection des productions futures de 2022 (correspondant aux réserves dites techniques, c'est-à-dire basées sur un taux de récupération classique au Dogger) nous est apparue rapidement trop

théorique au regard du temps disponible pour le développement du gisement et compte tenu de l'ennoyage plus rapide que prévu de certains producteurs existants.

Une révision de cette estimation de production de brut pour le réservoir du Dogger de la concession de Coulommès-Vaucourtois jusqu'au 31 décembre 2039 a été faite (*NB : mise à jour de ce présent résumé en incluant les 2 puits forés en 2024*).

Les projections de production du gisement Dogger sur la concession de Coulommès-Vaucourtois à fin 2039, ont été revues à la suite de la demande de fournir une courbe d'estimation de production de brut pour le réservoir de cette concession jusqu'en 2040, par rapport aux estimations faites dans le complément de mai 2023. Cette révision a été réalisée sur la base d'un historique additionnel de huit mois de production sur les 6 puits actuels et sur de nouvelles hypothèses de développement.

Les principales différences avec les projections du dossier initial, dans le point 5.2 du Mémoire technique, concernent :

- l'ennoyage rapide du puits MIL 1-G2H, dont la production future n'est ici plus prise en compte pour l'échéance de 2039 (bien qu'il puisse éventuellement être réparé) ;
- une vision plus précise du potentiel en huile des 2 puits récents MIL 102-H et MIL 202-H mis en production en février 2022 ;
- les résultats des productions obtenues sur les puits MIL 3-H et MIL 103-H forés à l'été 2024 au Sud du gisement de Vaucourtois ;
- la prise en compte de forages de 4 futurs puits de développement (sur les 7 prospects définis dans le dossier de prolongation, figure 4 de la pièce 3 « Programme de travaux »), avec comme agenda prévisionnel :
 - o 2 puits au Nord du gisement de Vaucourtois vers mi 2027
 - o 2 puits sur l'accumulation de Coulommès au SO de Vaucourtois vers mi 2028, ce gisement dont l'exploitation est abandonnée depuis 30 ans, a probablement été l'objet d'un rechargement en huile par simple gravité comme nous avons pu le constater sur le champ Dogger de Saint-Martin-de-Bossenay après 10 ans de fermeture.

Les projections de production des futurs puits sont faites sur les hypothèses conservatrices tirées des 2 puits récents MIL 102-H et MIL 202-H et un Cut off de production a été fixé à 10 bopd/puits.

La production additionnelle future estimée pour la période 2024-2039 est de :

ESTIMATION DE PRODUCTION 2024 - 2039	Pour les 7 puits existants	Pour les 4 puits additionnels de développement	Total
En barils	298 668 bbl	334 694 bbl	633 362 bbl
En m ³	47 483 m ³	53 211 m ³	100 694 m ³
En tonnes	40 645 tonnes	45 548 tonnes	86 194 tonnes

La différence avec l'estimation de production future faite en 2023 réside en partie dans les résultats médiocres obtenus sur MIL 3-H dont le drain a été raccourci pour des raisons techniques lors du forage. Celui-ci pourra néanmoins être repris dans le futur.

A la fin de l'année 2025, la production cumulée historique du gisement de Coulommès-Vaucourtois est estimée à 15,396 millions de barils. Ainsi, avec les estimations de production futures ci-dessus, la production cumulée au 31 décembre 2039 sur le gisement s'élèvera à 15,946 millions de barils, soit 22,4 % de l'huile en place (STOOIP), ce qui reste un taux de récupération très conservateur par rapport aux 28 % classiques pour les gisements structuraux au Dogger.

6.3.2 Eau de gisement

L'eau de gisement de Coulommès-Vaucourtois est l'eau du Dogger (Bathonien) qui est le réservoir géothermique de l'Île de France.

Cette eau est produite par pompage des puits en même temps que le pétrole brut (huile). La proportion d'eau dans le mélange eau/huile (appelé BSW %) produit en tête de puits est très variable d'un puits à l'autre, elle est en générale croissante au cours de la vie du puits avec une production souvent anhydre au départ. En fin de vie (économique) du puits, il n'est pas rare d'avoir des proportions de 95% d'eau pour 5% de pétrole brut en sortie de puits.

L'eau de gisement à une densité de 1,024 à 19°C et une salinité de 29-30 g/l.

Le mélange eau/huile en sortie de puits est séparé par gravité (densité d'huile = 0,86) au niveau des stations de production. L'eau produite est ensuite intégralement réinjectée dans le gisement à partir de puits spécifiques (2 puits injecteurs actuellement sur le champ de Coulommès-Vaucourtois).

Il est impossible de prévoir l'évolution sur un puits du rapport eau/huile dans le temps, surtout quand celui-ci n'a pas encore été foré. Il est cependant possible de s'avancer sur les ordres de grandeur des quantités d'eau de gisement qui seront déplacées par production/réinjection dans le futur en se basant sur l'historique du champ depuis 1958, ce ratio cumul eau sur cumul huile est de 1 sur 4, soit 4 fois plus d'eau produite et réinjectée que d'huile produite.

En conservant ce ratio d'eau déplacée dans l'intervalle de temps 2024-2039, avec une production future d'huile estimée à 633 362 barils d'huile, soit 100 694 m³ d'huile, on obtient un cumul de 402 776 m³ d'eau de gisement qui seront à la fois produites puis réinjectées en quasi-temps réel dans le réservoir Dogger car les capacités de stockage d'eau de gisement sont limitées en surface.

7 RESUME DE L'ETUDE ENVIRONNEMENTALE, ECONOMIQUE ET SOCIALE

7.1 Analyse de l'état initial et de son environnement

La concession est située dans la partie centrale du bassin de Paris, elle s'inscrit au Nord de la vaste région naturelle agricole de la Brie, entre les vallées du Grand Morin et de la Marne.

Le plateau agricole (dominé par de grandes exploitations céréalières) et forestier est entaillé par un réseau hydrographique primaire globalement orienté Est-Ouest. Cette segmentation implique des transitions paysagères fortes depuis les reliefs mous et cultivés du plateau, jusqu'aux coteaux boisés des petites vallées et aux ripisylves des vallées plus larges.

Hydrologie :

Le secteur appartient au bassin collecteur de la Seine. Le bassin versant de la Seine occupe une superficie de 78 650 km², au cœur du bassin de Paris. Près de 30% de la population française y vit. Il est géré par l'Agence de l'Eau Seine-Normandie. Le secteur se situe dans le bassin versant de la Marne.

L'emprise de la concession concerne deux principaux cours d'eau :

- Le Ru des Cygnes, situé au Nord de la concession, c'est un affluent direct de la Marne, qui prend sa source à Villemareuil, s'écoule vers l'Ouest et rejoint la Marne à Nanteuil-lès-Meaux après un parcours de près de 8 km.
- Le Ru du Mesnil, situé au Sud de la concession, c'est un affluent indirect de la Marne, par l'intermédiaire du Grand-Morin. Il prend sa source à Vaucourtois, s'écoule vers l'Ouest, reçoit les eaux du Ru de Vignot en rive gauche et rejoint le Grand-Morin à Couilly-Pont-aux-Dames après un parcours de près de 10 km.

A noter également la présence de l'aqueduc de la Dhuys qui traverse une petite partie de la concession au Nord, sur les communes de St-Fiacre et de Boutigny.

La zone d'étude est concernée par le SDAGE Seine-Normandie 2022-2027 et par le Schéma d'Aménagement et de Gestion des Eaux (SAGE) du Petit et Grand Morin et par celui Marne et Beuvronne. La concession concerne la partie amont du SAGE (voir le point 5.4).

La zone d'étude n'est concernée par aucun contrat de milieux.

La qualité du Grand-Morin est dégradée, l'objectif de bon état écologique de la masse d'eau est maintenu pour 2015, par contre il est reporté à 2027 pour l'objectif de bon état chimique en raison des concentrations en HAP.

Hydrogéologie :

Le Bassin Parisien renferme de nombreuses formations aquifères parmi ces couches sédimentaires, dont la plus profonde est à plus de 3 000 mètres de profondeur.

Les masses d'eau souterraines concernées directement ou indirectement par le projet sont les suivantes :

- ME n° FRHG 103 : Tertiaire-Champigny en Brie et Soissonnais,
- ME n° FRHG 218 : Albien-Néocomien captif.

Les nappes tertiaires de Champigny, Brie et Soissonnais sont considérées comme une masse d'eau unique puisque beaucoup des formations aquifères présentent de nombreuses variations de faciès et sont parfois en séries réduites ou même lacunaires. Ainsi, les nappes du tertiaire sont en étroites liaisons hydrauliques et peuvent être considérées comme un même ensemble hétérogène.

Elle constitue une nappe libre, limitée en stratigraphie par la limite Crétacé / Tertiaire et géographiquement par la Seine et par la Marne. Les phénomènes de karstification y sont fréquents.

La nappe de la craie, située dans les formations crayeuses de Crétacé supérieur, constitue la principale ressource en eau potable partout où elle affleure ; toutefois, sous les formations tertiaires, la nappe devient captive, elle est alors peu productive. Les analyses des eaux des différents captages révèlent une eau caractéristique de l'aquifère crayeux, à savoir une eau bicarbonatée calcique de minéralisation moyenne. Sa vulnérabilité est relativement faible puisque protégée par les formations tertiaires sus-jacentes.

La nappe de l'Albien est en grande partie captive, contenue dans les niveaux sableux de l'Albien supérieur et inférieur. Les sables n'affleurent pas dans le secteur d'étude, mais ils constituent un aquifère profond situé sous l'aquifère de la craie. Cet aquifère est donc particulièrement bien protégé des pollutions de surface. L'eau de la nappe de l'Albien est ainsi généralement de très bonne qualité mais son alimentation naturelle est très faible.

Le Schéma Directeur d'Aménagement et de Gestion des Eaux (SDAGE) Seine-Normandie préconise que la nappe de l'Albien soit considérée ressource d'importance stratégique. À cette fin, son utilisation fait l'objet de prescriptions spécifiques en volume et en utilisation.

Les aquifères profonds du Jurassique et du Trias sont le siège d'eaux à forte salinité, impropres à la consommation humaine. Elles peuvent localement être exploitées pour une utilisation géothermique.

Climatologie :

Le régime climatique tempéré du secteur étudié est de type océanique altéré, c'est-à-dire que l'influence continentale se fait de plus en plus ressentir en progressant vers l'Est.

Risques naturels et technologiques :

- Inondations : Les communes incluses par la demande de prolongation de concession sont concernées par plusieurs Plan de Prévention du Risque Naturel d'Inondation, lié aux principaux cours d'eau qui bordent la concession que sont la Marne (et ses affluents) et le Grand Morin.
- Mouvements de terrain : Le territoire de l'extension de la concession est concerné par le risque de mouvement de terrain par le phénomène de retrait/gonflement des argiles, par la présence de cavités naturelles, liées aux propriétés du sous-sol et à la circulation des fluides, qui peuvent apparaître avec le temps et constituer également un risque potentiel d'effondrement ou d'affaissement du sol plus ou moins important et par l'ensemble des phénomènes gravitaires aériens liés aux instabilités de pente (éboulements, glissements de terrains, etc.)
- Sismicité : Le secteur d'étude n'est pas situé dans une zone sismiquement active (zone de sismicité 1 : risque très faible). Ceci ne signifie toutefois pas que le risque est nul, mais que la probabilité d'un événement sismique destructeur reste très faible et que l'intensité de ces événements est généralement limitée.
- Risque industriel : Dans l'emprise de la concession, plusieurs communes ont sur leur territoire des installations industrielles.
- Risque nucléaire : Aucune commune ne se situe à moins de 20 km d'une installation nucléaire. Elles ne sont donc pas concernées par ce risque.
- Risque de Transport de Matières Dangereuses (TMD) : Toutes les communes inscrites totalement ou partiellement dans la concession sont concernées par le risque de transport de matières dangereuses.
- Risque de rupture de barrage : Il n'existe pas de risque de rupture de barrage sur le territoire de l'extension.
- Risque de rupture de barrage : Aucune commune de la concession n'est concernée par le risque de rupture de barrage.
- Risque météorologique : Il existe a priori un risque météorologique sur l'ensemble du secteur d'étude dans la mesure où le caractère imprévisible des phénomènes météorologiques ne permet pas d'identifier de zones à risque avec suffisamment de précision (tempête, grêle, foudre, etc.).

Périmètres de protection des captages AEP :

Aucun captage AEP n'est recensé dans le périmètre de la concession, ni aucun périmètre de protection de captage. Les captages les plus proches sont ceux de St-Jean-les-Deux-Jumeaux, Trilport, Couilly-aux-Dames et Crécy-la-Chapelle.

Milieux naturels et protections réglementaires :

Sur le territoire de l'extension :

- Aucun Parc National n'est défini.
- Aucune Réserve Naturelle Nationale n'est définie.
- Aucune Réserve Naturelle Régionale ou Volontaire n'est définie.
- Aucune Forêt de Protection ni aucune réserve biologique ne sont définies.
- Aucun Arrêté Préfectoral de Protection de Biotope n'est recensé.
- Aucun site inscrit ou classé (loi de 1930 sur les sites et paysages) n'est recensé.
- Aucune zone Natura 2000 ZPS n'est identifiée.
- Aucune zone Natura 2000 ZSC n'est identifiée.
- Aucune Réserve de Biosphère n'est définie.
- Aucun Parc Naturel Régional n'est défini.
- Aucune Zone Humide d'importance internationale dite « Ramsar » n'est définie.
- Aucune Zone Importante pour la Conservation des Oiseaux n'est définie.

- Une ZNIEFF de type 1 est définie dans le périmètre de la concession, sur une petite zone (inférieure à 100 m²) : il s'agit de la ZNIEFF 1 « Forêt du Mans » constituée de feuillus (jeunes plantations en bandes) fortement impactée par la rotation culturale sylvicole.

Milieu humain :

Le périmètre sollicité concerne :

- La région Ile-de-France,
- Le département de la Seine-et-Marne,
- 12 communes pour un total de 17 616 habitants environ.

Certaines de ces communes ne sont que très partiellement concernées (moins d'un hectare), il s'agit des communes de : Nanteuil-lès-Meaux, Montceaux-lès-Meaux, St-Jean-les-Deux-Jumeaux, La Haute-Maison et Crécy-la-Chapelle.

Ainsi le périmètre concerne plus réellement 7 communes pour un total de 4 426 habitants.

Le secteur de la concession est rural, la densité de population est moyenne, elle est de l'ordre de 98 habitants/km² pour une moyenne régionale de 1 017 habitants/km² en Ile-de-France. Les centres urbains les plus proches sont Meaux et Coulommiers.

Voies de communication :

Sur l'emprise de la concession, l'axe routier le plus important est l'autoroute de l'Est (A4) qui relie Paris à Reims puis Strasbourg. Cette axe traverse la concession selon une direction SW/NE.

Deux axes départementaux recoupent le territoire perpendiculairement à l'A4 :

- La RD 228, qui relie Sancy à Quincy-Voisins suivant une direction globale SE/NW, elle croise la RD 33 au niveau du Petit-Saint-Loup,
- La RD 19, qui relie Montceaux-lès-Meaux à Pierre-Levée selon une direction SE/NW. Elle est située à l'extrémité Nord-Est de la concession.

Le reste du réseau routier est constitué de routes secondaires de dimensions plus modestes (RD 125, RD 33, RD 33a1, routes communales).

Aucune voie ferrée n'est présente dans la concession.

Aucune voie navigable n'est présente dans l'emprise de la concession, la plus proche est la Marne, située plus au Nord.

Aucune plateforme aérienne n'est présente dans l'emprise de la concession. L'aérodrome le plus proche du secteur d'étude (Meaux-Esbly) se situe à environ 8 km vers l'ouest, sur la commune d'Isles-lès-Villenoy.

Aspects socio-économiques :

Sur l'emprise de la concession le taux de chômage est plus faible que la moyenne de la Seine-et-Marne (6,8% contre 11,2% en 2019). Les pôles d'emplois les plus proches sont Meaux et Coulommiers.

Sur l'emprise de la concession, les emplois les plus représentés par rapport à la moyenne nationale sont les emplois liés à l'agriculture et à la construction. A contrario, les emplois liés au commerce, transports et services, à l'industrie et à l'administration sont moins représentés.

Patrimoine culturel et industriel :

Les 2 édifices et monuments historiques classés ou inscrits à l'inventaire des monuments historiques présents sur l'emprise de la concession sont :

- Le Château de Bélou à Boutigny
- Le pigeonnier de la ferme à Coulommies

Aucune Zone de Protection du Patrimoine Architectural, Urbain et Paysager n'est définie dans le périmètre de la concession. La plus proche est située à Montceaux-lès-Meaux, à proximité immédiate de la concession au Nord-Est.

Installations :

D'après Géorisques, aucun établissement soumis à réglementation SEVESO ou à autorisation n'est recensé dans la concession. Une seule installation soumise à enregistrement est recensée, elle est située sur la commune de Boutigny. Il s'agit du GAEC MAHE MICHEL, pour une activité d'élevage, vente, transit de bovins.

Aucune installation militaire connue n'est recensée dans le périmètre du permis sollicité.

7.2 Evaluation des principales sources de nuisances

Etudes géologiques ou géophysiques :

Ces travaux sont généralement réalisés en laboratoire ou en bureau d'études. Ils n'affectent en aucune manière l'environnement du périmètre sollicité.

La prospection géophysique, comme la sismique réflexion, comprennent des acquisitions sur le terrain avec l'aide de câbles avec enregistreurs et d'une source d'ondes émises dans le sous-sol. Les sources sismiques actuellement employées sont sans incidences notables sur la faune et la flore.

Les carottages sismiques sont utilisés pour calibrer en surface une campagne d'acquisition sismique. Cependant, aucune étude géophysique n'est prévue pour la prolongation de la concession de Coulommès-Vaucourtois.

Travaux de forage :

Un schéma de développement sera étudié dans les premières années suivant la prolongation de la concession, afin de définir plus précisément la pertinence de futurs projets de forage.

La réalisation d'un forage d'exploration ou d'exploitation, requiert parfois des travaux de terrassements destinés à créer une plate-forme nivelée et compactée pour accueillir l'appareil de forage et ses installations annexes. L'aménagement des accès de façon à permettre la circulation de semi-remorques nécessite quelquefois également des travaux de terrassement. Le nivellement et les creusements nécessaires à la création de la plate-forme provoquent un impact sur le relief plus ou moins important selon la topographie locale.

Le sondage est réalisé par un appareil de forage ou derrick. Il s'agit d'une opération momentanée dont la durée est relativement courte (un mois environ).

Les travaux de forage qui seront réalisés ont un caractère temporaire limité à 1 mois environ. Ils entraînent momentanément divers inconvénients résultant de l'existence du chantier.

Les principaux impacts du projet concernent :

- Les impacts visuels : emprise et présence du chantier (plate-forme, mât de forage),
- Les impacts sur l'eau : risque de pollution accidentelle, au niveau du forage ou en surface,
- Les impacts sonores : une augmentation du niveau sonore ambiant est attendue pendant la phase de forage,
- Les impacts sur le milieu naturel (dont aléa glissement de terrain) : ils seront limités au maximum par le choix du site,
- Les impacts sur la sécurité publique, la circulation : une perturbation du trafic routier lors des déménagements, une gêne occasionnée par les approvisionnements en matériel.

Remarque sur le forage horizontal :

Certains puits pourront être réalisés selon la technique du forage horizontal. Cette technique est en fait très ancienne dans l'industrie pétrolière : Le concept du forage horizontal date de 1891 (brevet de J.S. Campbell, "flexible shaft"), mais le premier forage officiellement enregistré comme horizontal date des années 1930 avec l'introduction d'un gyroscope (société Sperry Corp) dans le trou qui permettait également de mesurer l'orientation du puits. Ce type d'architecture de puits est devenu classique au début des années 1980 avec l'apparition des

mesures en cours de forage, ces outils de mesure ne nécessitent plus de remonter la garniture de forage au jour pour faire un contrôle de déviation. Cette technologie de la mesure en temps réel a permis de réduire ainsi de manière drastique la durée des forages déviés/horizontaux et donc leurs coûts.

Dans le Bassin de Paris de nombreux champs ont été développés à l'aide de cette technique (Itteville, Saint-Martin-de-Bossenay, Villeperdue, Soudron, etc.) qui permet une exploitation en « cluster » et ainsi de limiter l'impact environnemental. SPPE sur ses titres miniers, utilisera cette technologie éprouvée pour forer des puits déviés ou horizontaux dans les niveaux réservoirs.

Le forage horizontal n'induit aucune nuisance ni aucun risque supplémentaire par rapport à un forage vertical.

Remarque sur la Loi du 13 juillet 2011 :

La Loi du 13 juillet 2011 interdit l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures par fracturation hydraulique, en France. SPPE et SPPE Fublaines se conformera intégralement à cette Loi interdisant la fracturation hydraulique dans les puits pétroliers. Pour les gisements du Dogger, cette technique est totalement inadaptée et improductive puisqu'une fracturation hydraulique créée au sein du réservoir Dogger, entrainerait de manière définitive, une hydratation totale de la production, rendant ainsi impossible toute exploitation du pétrole.

Exploitation du gisement :

L'exploitation actuelle du gisement de Coulommès-Vaucourtois utilise les installations d'exploitation de la concession. Ces installations sont soumises à la réglementation minière et/ou ICPE.

Les impacts concernés sont :

- les impacts sur l'eau et l'environnement : risque de pollution accidentelle, par déversement accidentel ou fuite sur une collecte.

7.3 Précautions prises pour réduire ou supprimer les nuisances

Précautions relatives à l'acquisition sismique :

Aucune nouvelle campagne d'acquisition sismique n'est prévue à ce stade. Néanmoins toutes les administrations compétentes seront contactées au préalable, ainsi que les propriétaires/exploitants et particuliers concernés. Une demande de travaux sera réalisée, et une étude d'impact sera réalisée afin de recourir aux systèmes d'acquisition adaptées pour réduire au maximum les nuisances.

Précautions relatives aux forages :

Pour tout projet de forage, un contact préalable avec toutes les administrations compétentes sera réalisé et une demande de travaux d'exploitation sera réalisée selon la réglementation en vigueur. Tous les impacts et sources de nuisances seront étudiés avant de choisir l'emplacement des travaux.

Précautions relatives à l'exploitation :

Un programme de surveillance et de maintenance des installations, ouvrages et collectes est exécuté par la société exploitante pour suivre le bon état et prévenir des défaillances.

En cas d'épandage accidentel, quelle que soit la cause, la société prendra immédiatement toute mesure possible pour l'interrompre ou à tout au moins le limiter. Une étude à l'issue du traitement de la zone permettra de confirmer l'efficacité du traitement mis en place.

Dispositions prises à la fin des travaux d'exploitation :

L'arrêt temporaire ou définitif d'une installation est encadré par le code minier et les règlements associés.

- Pour l'arrêt d'exploitation de chaque puits, un programme d'abandon définitif est soumis à l'approbation de l'administration compétente. Une fois autorisée, le puits est bouché définitivement par plusieurs bouchons de ciment conformément à la législation et aux règles de l'art.
- L'arrêt d'exploitation d'une collecte est effectué selon des dispositions techniques qui font l'objet d'un guide professionnel reconnu.
- L'arrêt d'exploitation des sites correspond à une remise en état conforme à l'état d'origine du site. Un procès-verbal de conformité validant la mise en place des mesures pour la restitution du site sera réalisé par l'administration compétente. Un arrêté préfectoral sera ensuite prononcé validant l'arrêt des travaux miniers ou l'utilisation d'installations minières.

7.4 Compatibilité aux plans, schémas et programmes

Avec le Schéma directeur de la région Ile-de-France :

Le nouveau Schéma directeur de la Région Île-de-France - Environnemental (SDRIF-E) a été adopté le 11 septembre 2024.

La demande de prolongation de la concession de Coulommès-Vaucourtois ne concerne que certaines des orientations réglementaires de ce Schéma Directeur :

- OR 36 à 41 : la préservation de la ressource en eau et la bonne gestion des eaux pluviales seront pris en compte dans le cadre d'une demande d'autorisation de travaux.
- OR 42 à 43 : les espaces agricoles seront préservés. Aucune consommation définitive d'espace agricole n'est envisagée dans le cadre de la concession.
- OR 70 à 77 : les risques de nuisances et de pollutions et la valorisation du paysage seront pris en compte dans le cadre d'une demande d'autorisation de travaux.

Avec le SDAGE Seine-Normandie :

La concession est située dans le périmètre du Schéma Directeur d'Aménagement et de Gestion des Eaux du bassin de la Seine et des cours d'eau côtiers normands (approuvé par l'arrêté du 23 mars 2022).

La demande de prolongation de la concession est compatible avec ce SDAGE, moyennant les mesures appliquées ou prévues :

- Aucun plan d'eau ne sera créé.
- Aucun prélèvement d'eau dans une nappe phréatique ne sera réalisé.
- Les ruissellements sur les plateformes sont orientés vers les fossés périphériques reliés à un décanteur-déshuileur.
- Aucun produit phytosanitaire ni aucun biocide ne sera utilisé sur les plateformes.
- Toutes les précautions sont prises lors des travaux d'exploitation de la concession et seront prises lors de travaux de forages et de leur maintenance, afin d'assurer la protection des nappes stratégiques

Avec le SAGE du Petit et Grand Morin :

La compatibilité avec les dispositions du PAGD du SAGE ont été analysées. Aucune des 79 disposition ne concerne l'exploitation de la concession de Coulommies-Vaucourtois. Dans le cas d'une demande d'autorisation d'ouverture de travaux, la compatibilité de ces travaux avec le SAGE serait de nouveau examinée. Il conviendra en amont de la définition du projet d'éviter les zones humides.

Avec le Plan Climat Air Energie de la Communauté d'Agglomération de Coulommiers Pays-de-Brie :

Aucun des objectifs fixés dans le PCAET ne concerne le projet de prolongation de la concession de Coulommies-Vaucourtois.

Avec les Schémas de Cohérence Territorial :

Le territoire de la concession est concerné par deux Schémas de Cohérence Territorial :

- Le SCoT de la communauté d'agglomération du Pays de Meaux qui concerne les communes de Boutigny, Mareuil-lès-Meaux, Montceaux-lès-Meaux, St-Fiacre et Villemareuil.
- Le SCoT de la communauté d'agglomération Coulommiers Pays de Brie qui concerne les communes de Bouleurs, Coulommies, Crécy-la-Chapelle, La Haute-Maison, St-Jeanles-Deux-Jumeaux, Sancy, Vaucourtois.

La compatibilité avec les SCoT sera à étudier dans le cas où le plan de développement pour l'exploitation de la concession montre la nécessité de réaliser de nouveaux puits sur un emplacement hors des plateformes déjà existantes.

N'étant pas spatialisés, les travaux ne peuvent faire l'objet d'une analyse de la compatibilité avec les règles des documents d'urbanisme. Dans le cas d'une demande d'autorisation d'ouverture de travaux, la compatibilité de ces travaux avec les documents d'urbanisme serait examinée.

Avec les Plans Locaux d'Urbanismes :

Comme pour les Schémas de Cohérence Territoriale, la compatibilité sera étudiée dans le cas où le plan de développement pour l'exploitation de la concession montre la nécessité de réaliser de nouveaux puits sur un emplacement hors des plateformes déjà existantes.

N'étant pas spatialisés, les travaux ne peuvent faire l'objet d'une analyse de la compatibilité avec les règles des documents d'urbanisme. Dans le cas d'une demande d'autorisation d'ouverture de travaux, la compatibilité de ces travaux avec les documents d'urbanisme serait examinée.

7.5 Arrêt de l'exploitation et réhabilitation des sites

7.5.1. Calendrier et cadre réglementaire

Conformément à la loi du 30 décembre 2017, l'exploitation des hydrocarbures en France prendra fin au plus tard le 1^{er} janvier 2040. Le processus d'arrêt des travaux et de réhabilitation des sites est strictement encadré par la réglementation minière et fait l'objet d'une approbation par les services de l'État (Préfecture et DREAL/DRIEAT). Chaque étape est documentée et contrôlée pour garantir la protection des intérêts environnementaux et la sécurité à long terme.

7.5.2. Procédure de fermeture des puits

La fermeture définitive de chaque puits suit un protocole rigoureux conforme aux règles de l'art de l'industrie pétrolière : déséquipement des installations de pompage, contrôle de l'état des cuvelages par diagraphies, mise en place de plusieurs bouchons de ciment pour restaurer l'étanchéité entre les formations géologiques, et coupe des tubages à 2 mètres sous la surface du sol. Le programme de bouchage est établi au cas par cas selon la géologie réelle de chaque puits et soumis à l'approbation préalable de l'administration.

7.5.3. Démantèlement et remise en état

Le démantèlement des installations de surface comprend le nettoyage et l'enlèvement de tous les équipements de production (cuves, canalisations, pompes, etc.), la démolition des ouvrages en béton, le décapage des revêtements et le reprofilage des terrains. Un diagnostic environnemental complet des sols, des eaux superficielles et des eaux souterraines est réalisé par un organisme indépendant avant la remise en état. En cas de pollution avérée, un programme de dépollution est mis en œuvre jusqu'à atteindre un état compatible avec l'usage futur des terrains.

Toutes les surfaces seront rendues à leur vocation initiale, ici majoritairement agricole. La Déclaration d'Arrêt Définitif des Travaux miniers (DADT) instruite par l'administration atteste de l'accomplissement de l'ensemble des mesures de réhabilitation et met fin à l'exercice de la police des mines.

7.5.4. Perspectives de reconversion

Une étude prospective a été réalisée pour identifier les options de reconversion durable des sites après l'arrêt de l'exploitation pétrolière. Plusieurs pistes sont envisagées, en cohérence avec les objectifs de transition énergétique :

- **Géothermie :**
Le sous-sol de la concession recèle d'importantes ressources géothermiques. Les essais de doublet géothermique de 1978 ont confirmé l'excellente qualité du Dogger pour ce type d'exploitation, avec des débits significatifs et une température en tête de l'ordre de 73°C. Le potentiel de valorisation pour des réseaux de chaleur urbains est avéré, à l'image du développement du réseau de chaleur de Meaux.
- **Énergies renouvelables de surface :**
L'installation de panneaux photovoltaïques sur les plateformes réhabilitées pourrait être envisagée, dans le prolongement des installations déjà mises en place sur la base de Fublaines.
- **Captage et stockage de CO₂ :**
Les structures géologiques et les infrastructures existantes pourraient être valorisées pour des projets de séquestration du dioxyde de carbone, contribuant aux objectifs de neutralité carbone.
- **Renaturation :**
Pour les sites les moins adaptés à une reconversion industrielle, un retour à la vocation agricole initiale ou une renaturation progressive sera privilégié, avec un suivi écologique.

8 RESUME DES CAPACITES TECHNIQUES ET FINANCIERES DU DEMANDEUR

8.1 Capacités techniques de l'exploitant

Créée en 2005 sur la base d'une remise en exploitation d'un vieux gisement arrêté pendant une dizaine d'années à Saint-Martin-de-Bossenay, la société SPPE possède aujourd'hui plusieurs titres miniers dans l'Aube, le sud de la Marne et une petite partie de l'Yonne.

En 2017, suite au rachat d'actifs de Petrorep, détenant 2 concessions en Seine-et-Marne, le Groupe RAINEAU actionnaire à 100 % de SPPE a créé une filiale nommée SPPE-Fublaines afin de gérer, en tant qu'opérateur, l'exploitation de ces 2 concessions.

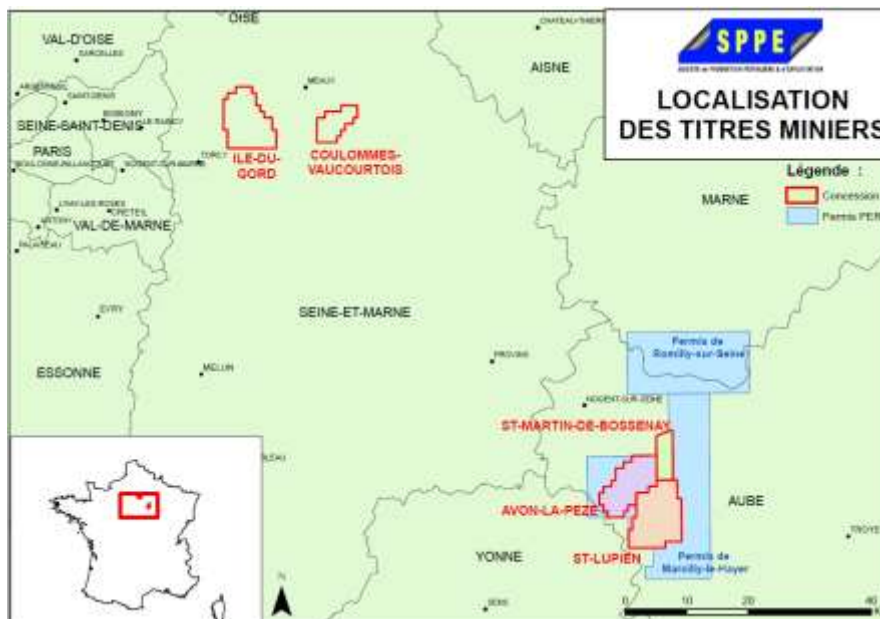


Figure 21 : Situation des titres miniers de SPPE

N°	Dénomination de concession	Part	Superficie (km ²)	Département	Date d'expiration
C 8	Saint-Martin-de-Bossenay	100 %	20,35	10	01/01/2036
C 14	Coulommès-Vaucourtois	100 %	26,10	77	01/12/2024
C 58	Ile-du-Gord	100 %	64,70	77	10/01/2028
C 78	Avon-la-Pèze	100 %	56,08	10	04/02/2033
C 80	Saint-Lupien	100 %	76,17	10	01/01/2040

N°	Dénomination de PERH	Part	Superficie (km ²)	Département	Date d'expiration
607	Romilly-sur-Seine	100 %	199	10 / 51	19/08/2023

Figure 22 : Liste des titres miniers détenus par SPPE

En 2025, SPPE, titulaire des concessions de Saint-Martin-de-Bossenay, d'Avon-la-Pèze, de Saint-Lupien, de Coulommès-Vaucourtois, d'Ile-du-Gord et des permis de recherches de Romilly-sur-Seine et de Marcilly-le-Hayer, a une capacité de production de l'ordre de 600 barils/jour, elle emploie directement, ou indirectement au travers de sa filiale, 28 salariés.

La société SPPE est spécialisée dans l'exploitation pétrolière. Elle se concentre sur la reprise de champs pétroliers matures ou abandonnés par d'anciens opérateurs, dans le but de les remettre en production de manière économiquement viable. Afin de redynamiser ces champs, elle intervient sur d'anciens puits en y ajoutant notamment des drains horizontaux, optimise les équipements techniques (pompage, procédés, etc.), identifie des zones encore inexploitées et procède au forage de nouveaux puits.

Depuis 2005, SPPE a, sur ces titres miniers :

- repris 20 anciens puits pétroliers, en réalisant des forages de drain horizontal pour 16 d'entre eux ;
- créé ou rénové, sécurisé et amélioré les installations nécessaires à la production de pétrole ;
- réalisé 4 campagne de retraitement sismique ;
- foré 34 nouveaux puits d'exploration ou de développement au Dogger et au Rhétien ;
- réalisé 45 reprises de puits en sidetrack ou en approfondissement ;
- réalisé près de 800 interventions sur puits.

SPPE s'efforce, par des investissements conséquents, de mettre en œuvre tous les moyens humains, matériels et organisationnels afin de produire du pétrole avec des impacts environnementaux réduits au minimum.

8.2 Réalisations techniques

8.2.1. Sur la concession de Coulommès-Vaucourtois

Au cours des dernières années, plusieurs opérations importantes ont été menées sur la concession. Ainsi depuis 2019 ont été réalisées :

- Modernisation des installations de surface :
Les plateformes des sites MIL-1, MIL-2 et IG-1 ont été rénovées. Certaines alimentations électriques ont également été enfouies afin d'améliorer l'intégration des installations et leur fiabilité.
- Études géologiques et géophysiques :
Une campagne de retraitement et d'interprétation de 5 profils sismiques 2D a été réalisée afin d'améliorer la connaissance du sous-sol. Ces travaux avaient pour objectif de corriger certaines perturbations liées aux caractéristiques géologiques de la craie présente dans le secteur (corrections statiques intra-craie pour éviter les distorsions dues à la diagenèse de la craie du Crétacé supérieur).
Les résultats ont confirmé la bonne définition de la structure pétrolière de Coulommès-Vaucourtois au niveau du réservoir du Dogger et ont permis d'améliorer la cartographie du gisement.
- Travaux sur les puits :
Plusieurs opérations techniques ont été réalisées :
 - Reprise du puits MIL-1 avec abandon de l'ancien drain horizontal et forage d'un nouveau drain horizontal producteur en 4"1/4 de 1 952 m à 2 461,5 m, via un sidetrack et mise en place d'un tubage 5" ;
 - Forage du puits MIL-102 avec réalisation d'un drain subhorizontal de plus de 650 mètres dans le réservoir du Dogger direction Sud, jusqu'à 2 738 m ;
 - Forage du puits MIL-202 avec réalisation d'un drain subhorizontal de plus de 650 mètres dans le Dogger, direction Est, jusqu'à 2 600 m ;
 - Reprise du puits IG-1 à la suite de difficultés techniques constatées sur l'ouvrage initial, avec réalisation d'un nouveau puits injecteur destiné au soutien de la production, via un sidetrack et forage jusqu'à 1 980m en vertical ;
 - Forage du puits MIL-3 avec réalisation d'un drain subhorizontal de plus de 250 mètres dans le réservoir du Dogger direction Nord, jusqu'à 2 220 m ;
 - Forage du puits MIL-103 avec réalisation d'un drain subhorizontal de 570 mètres dans le Dogger, direction Ouest, jusqu'à 2 631 m ;

Ces opérations démontrent la capacité de l'exploitant à conduire des travaux complexes de forage dirigé, de reprise de puits existants et de gestion de réservoirs pétroliers.

8.2.1. Sur les autres concessions

En parallèle des travaux menés sur la concession de Coulommès-Vaucourtois au cours de ces dernières années, SPPE a conduit plusieurs opérations techniques sur ses autres titres miniers, illustrant sa capacité à gérer l'ensemble du cycle de vie des installations pétrolières, depuis leur mise en exploitation jusqu'à leur cessation définitive d'activité.

Ainsi, la société a procédé à la fermeture définitive de puits sur les concessions de Saint-Lupien et de Saint-Martin-de-Bossenay. Ces opérations, réalisées conformément aux exigences réglementaires applicables, ont concerné des puits qui se sont révélés non productifs ou dont la poursuite de l'exploitation ne présentait plus d'intérêt au regard de leur situation, notamment lorsqu'ils étaient implantés à proximité d'habitations et qu'aucune solution de reconversion satisfaisante ne pouvait être envisagée. Elles ont consisté à mettre les ouvrages en sécurité de manière pérenne et à engager les travaux nécessaires à la remise en état des sites concernés.

Par ailleurs, des investissements ont été réalisés afin de moderniser les installations de surface. Sur la concession d'Île-du-Gord, le système de chargement des camions citernes a été entièrement rénové afin d'améliorer la fiabilité des opérations, la sécurité des intervenants et la maîtrise des risques liés aux transferts de production. Des travaux de rénovation complète de certaines installations de traitement et de stockage ont également été entrepris sur cette concession.

Enfin, la société a poursuivi la modernisation de ses outils de supervision des installations par le déploiement de systèmes automatisés de gestion, de contrôle et de surveillance. Ces équipements permettent un suivi en temps réel des paramètres d'exploitation, une détection plus rapide des anomalies éventuelles, une meilleure traçabilité des opérations et une optimisation de la gestion des installations, contribuant ainsi au renforcement de la sécurité, de la fiabilité et de la maîtrise environnementale des activités de production.

8.3 Moyens humains et techniques

La structure organisationnelle de SPPE s'articule autour d'une direction générale déléguée, coiffant quatre pôles fonctionnels : Production, Géosciences, Interventions puits et Administratif (HSE, RH). Chaque pôle est piloté par un responsable technique dédié. La filiale SPPE-Fublaines, dédiée aux concessions de Seine-et-Marne, dispose de sa propre équipe de terrain (chef de champ, opérateurs de production et mécaniciens) tout en s'inscrivant dans la même ligne hiérarchique.

Profils des responsables clés :

- Direction – Président et directeur général délégué

La direction de l'entreprise est assurée par des professionnels ayant exercé des responsabilités de gestion, de développement et d'exploitation pétrolière depuis les années 1970. Leur parcours comprend notamment des fonctions d'opérateur de production, de chef de chantier, de responsable d'opérations de forage et de work-over, de directeur des opérations puis de

dirigeant de plusieurs sociétés spécialisées dans les services pétroliers et la production d'hydrocarbures. Cette expérience couvre aussi bien les activités de terrain que la gestion stratégique d'entreprises du secteur pétrolier.

Fort d'une expérience opérationnelle et managériale dans le domaine des forages pétroliers, le président fondateur de SPPE a fondé à partir de 1998 un groupe de sociétés de services pétroliers, dont la SPPE en 2005, et plus récemment une école de formation aux métiers du forage. Son profil combine ainsi une maîtrise technique de terrain très approfondie et une vision entrepreneuriale permettant de structurer un groupe pétrolier intégré.

Le directeur général délégué a également plus de trente années d'expérience dans les métiers du forage, du pulling, de la maintenance pétrolière et de l'inspection d'équipements et est à la direction générale de SPPE depuis 2011.

- Responsable de champ – Production

Le responsable de champ est ingénieur pétrole et gaz de formation, complété par un MBA en Énergie et Développement Durable, possédant une expérience internationale acquise dans plusieurs pays producteurs d'hydrocarbures. Son parcours comprend des fonctions d'ingénieur de cimentation, d'ingénieur de production, d'ingénieur réservoir, d'ingénieur de développement de champs pétroliers et de responsable d'exploitation. Cette expérience couvre l'ensemble du cycle de développement d'un gisement, depuis la mise en production jusqu'à l'optimisation des performances du réservoir. Il a rejoint SPPE en 2021 comme responsable de champ, apportant une compétence rare combinant ingénierie réservoir, management de production et interprétation sismique.

- Responsable en géosciences – Géosciences

Le responsable en géosciences est ingénieur géologue spécialisé en géosciences pétrolières. Son expérience professionnelle, acquise depuis plus de quinze ans dans le secteur pétrolier, porte sur l'interprétation géologique et géophysique des réservoirs, l'étude des structures profondes, l'analyse des données sismiques ainsi que l'évaluation du potentiel de production des gisements. Ses compétences contribuent à la compréhension du sous-sol et à l'orientation des programmes de développement.

- Responsable pulling / Workover – Interventions puits

Les opérations d'intervention sur puits sont pilotées par un responsable spécialisé dans les travaux de pulling et de work-over, disposant de près de trente années d'expérience dans ce domaine. Son parcours comprend la conduite d'appareils de forage et d'intervention, la supervision de travaux sur puits, la maintenance des équipements de production ainsi que la gestion de chantiers pétroliers complexes. Il possède également de nombreuses qualifications techniques et réglementaires relatives à la sécurité des opérations et à l'exploitation des équipements industriels. Il assure depuis 2011 la responsabilité pulling et workover de SPPE, couvrant l'ensemble des interventions sur les puits en exploitation.

L'ensemble de ces ressources humaines et techniques permet à l'exploitant d'assurer la gestion, l'exploitation, la maintenance et le développement de ses concessions dans le respect des exigences techniques, réglementaires et environnementales.

8.4 Situation administrative

La société « Société Pétrolière de Production et d'Exploitation », en abrégé SPPE, est une société par actions simplifiée, au capital de 290.000,00 Euros, ayant son siège social à Château-Renard (45220 - Loiret), Zone Artisanale de Pense Folie, identifiée au Répertoire National des Entreprises sous le numéro SIREN 481 010 817 et immatriculée au Registre du Commerce et des Sociétés (RCS) de la ville d'Orléans (Loiret) sous le numéro B 481 010 817 (N° de gestion 2005 B 17).

La société « Société Pétrolière de Production et d'Exploitation – Fublaines », en abrégé SPPE-Fublaines, est une société par Actions Simplifiée au capital de 37.000 € dont l'actionnaire unique est la société SPPE elle-même détenue à 100 % par la SA RAIGNEAU et Cie, elle a été créée dans le cadre de la cession et transfert par PETROREP des concessions de Coulommès-Vaucourtois et Ile-du-Gord au Groupe RAIGNEAU.

Figure 23 (pages suivantes) : Extrait du Kbis de la société

Greffes du Tribunal de Commerce d'Orléans
44 RUE DE LA BRETONNERIE
BP 92015
45010 ORLEANS CEDEX 1

Code de vérification : 0FJMq5q07
<https://control.infogreffe.fr/control>



N° de gestion 2005B40071

Extrait Kbis

EXTRAIT D'IMMATRICULATION PRINCIPALE AU REGISTRE DU COMMERCE ET DES SOCIÉTÉS
à jour au 9 juillet 2025

IDENTIFICATION DE LA PERSONNE MORALE

<i>Immatriculation au RCS, numéro</i>	481 010 817 R.C.S. Orléans
<i>Date d'immatriculation</i>	01/03/2005
<i>Dénomination ou raison sociale</i>	SOCIÉTÉ PÉTROLIÈRE DE PRODUCTION ET D'EXPLOITATION
<i>Sigle</i>	SPPE
<i>Forme juridique</i>	Société par actions simplifiée
<i>Capital social</i>	290.000,00 Euros
<i>Adresse du siège</i>	ZA Pense Folie 45220 Château renard
<i>Durée de la personne morale</i>	Jusqu'au 29/02/2104
<i>Date de clôture de l'exercice social</i>	31 décembre

GESTION, DIRECTION, ADMINISTRATION, CONTRÔLE, ASSOCIÉS OU MEMBRES

Président

<i>Dénomination</i>	RAIGNEAU ET COMPAGNIE
<i>Forme juridique</i>	Société anonyme
<i>Adresse</i>	ZA Pense Folie 45220 Château renard
<i>Immatriculation au RCS, numéro</i>	493 015 085 Orléans
<i>Personne ayant le pouvoir de diriger, gérer ou engager à titre habituel</i>	
<i>Nom, prénoms</i>	RAIGNEAU Eric
<i>Date et lieu de naissance</i>	Le 25/01/1963 à Ruffec (16)
<i>Nationalité</i>	Française
<i>Domicile personnel</i>	Pense Folie 45220 Château-Renard

Directeur général délégué

<i>Nom, prénoms</i>	RAIGNEAU Eric Thierry
<i>Date et lieu de naissance</i>	Le 25/01/1963 à RUFFEC (16)
<i>Nationalité</i>	Française
<i>Domicile personnel</i>	ZA Pense Folie 45220 Château renard

Commissaire aux comptes titulaire

<i>Dénomination</i>	SAS C.D.C.
<i>Adresse</i>	31 ter avenue Michel Crépeau BP 73125 17033 La rochelle CEDEX 1
<i>Immatriculation au RCS, numéro</i>	380 314 815 La Rochelle

Commissaire aux comptes suppléant

<i>Dénomination</i>	SECDA
<i>Forme juridique</i>	Société par actions simplifiée
<i>Adresse</i>	21-23 avenue Michel Crepeau 17032 La Rochelle CEDEX 1
<i>Immatriculation au RCS, numéro</i>	301 943 106 La Rochelle

RENSEIGNEMENTS RELATIFS À L'ACTIVITÉ ET À L'ÉTABLISSEMENT PRINCIPAL

<i>Adresse de l'établissement</i>	ZA Pense Folie 45220 Château renard
<i>Nom commercial</i>	SPPE

Greffe du Tribunal de Commerce d'Orléans

44 RUE DE LA BRETONNERIE
BP 92015
45010 ORLEANS CEDEX 1

N° de gestion 2005B40071

<i>Activité(s) exercée(s)</i>	Exploitation stockage traitement et commerce de tous hydrocarbures
<i>Date de commencement d'activité</i>	24/01/2005
<i>Origine du fonds ou de l'activité</i>	Création
<i>Mode d'exploitation</i>	Exploitation directe

IMMATRICULATION HORS RESSORT

R.C.S. Troyes

OBSERVATIONS ET RENSEIGNEMENTS COMPLEMENTAIRES

- Mention n° 8 du 01/01/2009

En application du décret n° 2008-146 en date du 15 février 2008, modifiant le siège et le ressort des tribunaux de commerce, l'ensemble des dossiers inscrits au registre du commerce et des sociétés du greffe du tribunal de commerce de Montargis ainsi que les dossiers d'inscriptions de sûretés et privilèges ont été transférés au greffe du tribunal de commerce d'Orléans. Cette modification prend effet au 1er janvier 2009. Le greffe d'Orléans décline toute responsabilité sur toute mention ou inscription erronée ou omise par le fait du greffe précédemment compétent.



Le Greffier



FIN DE L'EXTRAIT

9 CONCLUSION

Le renouvellement de la concession d'hydrocarbures de Coulommès-Vaucourtois s'inscrit dans une démarche de continuité et de responsabilité, visant à encadrer durablement une activité d'exploitation existante de longue date – le gisement étant exploité de manière quasi continue depuis 1958 – connue du territoire et exercée dans un cadre réglementaire strict. La concession constitue un outil essentiel de pilotage à long terme, permettant d'assurer la sécurité des installations, la maîtrise des impacts environnementaux et la cohérence globale des opérations menées sur l'ensemble du périmètre concerné.

L'exploitation projetée repose sur des hydrocarbures liquides légers, peu soufrés et contenant peu de gaz associé, ce qui limite les risques spécifiques et les nuisances potentielles. Les impacts environnementaux identifiés sont maîtrisés grâce à des pratiques éprouvées, à un suivi régulier des installations et à une articulation étroite avec les autres procédures réglementaires applicables, notamment au titre du code de l'environnement et de la réglementation ICPE. Le renouvellement de la concession ne modifie pas la nature des activités autorisées, mais permet d'en assurer l'encadrement dans la durée et d'adapter, le cas échéant, les modalités d'exploitation en fonction des retours d'expérience et des exigences réglementaires.

Par ailleurs, le projet s'inscrit dans un contexte territorial marqué par une présence historique de l'activité pétrolière depuis plus de 65 ans et par des échanges réguliers avec les collectivités locales et les services de l'État. Le maintien de la concession contribue à la lisibilité de l'activité pour les acteurs du territoire, au soutien de l'économie locale et à la préservation des compétences techniques associées. Le demandeur s'engage à poursuivre une démarche de transparence et de concertation tout au long de la durée de la concession.

Ainsi, cette demande de prolongation vise à poursuivre une démarche d'exploitation responsable et encadrée, conciliant les enjeux économiques, scientifiques et environnementaux. Le projet présente un intérêt économique et scientifique avéré, notamment par sa contribution à la réduction de la dépendance nationale aux importations d'hydrocarbures, par ses retombées économiques positives pour le territoire (emplois, investissements, fiscalité locale) et par l'enrichissement des connaissances sur le sous-sol national.

L'analyse environnementale approfondie montre que les impacts de l'exploitation sont maîtrisés grâce à des techniques éprouvées et des mesures de prévention adaptées. La protection des eaux souterraines est garantie par la conception des puits ; les émissions atmosphériques restent limitées ; les nuisances sonores et visuelles sont minimisées ; et les impacts sur la biodiversité sont négligeables. Le projet est compatible avec l'ensemble des documents de planification applicables et s'inscrit pleinement dans le cadre légal fixé par la loi du 30 décembre 2017 mettant fin à l'exploitation des hydrocarbures à l'horizon 2040.

Enfin, l'anticipation de la fin d'exploitation à travers la réflexion sur la reconversion des sites – notamment vers la géothermie pour laquelle le gisement présente un potentiel reconnu de longue date – témoigne de l'engagement de la société SPPE en faveur de la transition énergétique et de la valorisation durable du sous-sol français.