



Autorité environnementale

**Avis délibéré de l'Autorité environnementale
sur la demande d'extension de la concession
de mines d'hydrocarbures
de « Saint-Martin-de-Bossenay » (10)**

n°Ae : 2025-145

Avis délibéré n° 2025-145 adopté lors de la séance du 12 février 2026

Préambule relatif à l'élaboration de l'avis

L'Ae¹ s'est réunie le 12 février 2026 à La Défense. L'ordre du jour comportait, notamment, l'avis sur la demande d'extension de la concession de mines d'hydrocarbures de « Saint-Martin-de-Bossenay » (10).

Ont délibéré collégalement : Sylvie Banoun, Nathalie Bertrand, Karine Brulé, Marc Clément, Emmanuelle Guilmault, Christine Jean, Noël Jouteur, Thierry Laffont, François Letourneux, Jean-Michel Nataf, Éric Vindimian, Véronique Wormser.

En application de l'article 4 du règlement intérieur de l'Ae, chacun des membres délibérants cités ci-dessus atteste qu'aucun intérêt particulier ou élément dans ses activités passées ou présentes n'est de nature à mettre en cause son impartialité dans le présent avis.

Étaient absent(e)s : Olivier Milan, Serge Muller, Alby Schmitt, Laure Tourjansky, Patricia Valma.

N'a pas participé à la délibération, en application de l'article 4 du règlement intérieur de l'Ae : Laurent Michel.

* *

L'Ae a été saisie pour avis par la direction de l'énergie du ministère chargé de l'énergie, l'ensemble des pièces constitutives du dossier ayant été reçues le 24 novembre 2025.

Cette saisine étant conforme aux dispositions de l'article R. 122-17 du code de l'environnement relatif à l'autorité environnementale prévue à l'article L. 122-7 du même code, il en a été accusé réception. Conformément à l'article R. 122-21 du même code, l'avis doit être fourni dans un délai de trois mois.

Conformément aux dispositions de ce même article, l'Ae a consulté par courriers le 10 décembre 2025 :

- le préfet de l'Aube, qui a transmis une contribution le 6 janvier 2026,*
- le directeur général de l'Agence régionale de santé (ARS) Grand Est, qui a transmis une contribution le 22 décembre 2025.*

En outre, sur proposition des rapporteurs, l'Ae a consulté par courrier, le 10 décembre 2025, la direction régionale de l'environnement, de l'aménagement et du logement Grand Est, qui a transmis une contribution le 19 décembre 2025.

Sur le rapport de Gilles Croquette et Patrick Roux, qui se sont rendus sur site le 26 janvier 2026, après en avoir délibéré, l'Ae rend l'avis qui suit.

Pour chaque plan ou programme soumis à évaluation environnementale, une autorité environnementale désignée par la réglementation doit donner son avis et le mettre à disposition de la personne publique responsable et du public.

Cet avis porte sur la qualité de l'évaluation environnementale présentée par la personne responsable, et sur la prise en compte de l'environnement par le plan ou le programme. Il vise à permettre d'améliorer sa conception, ainsi que l'information du public et sa participation à l'élaboration des décisions qui s'y rapportent. L'avis ne lui est ni favorable, ni défavorable et ne porte pas sur son opportunité.

Aux termes de l'article L. 122-9 du code de l'environnement, l'autorité qui a arrêté le plan ou le programme met à disposition une déclaration résumant la manière dont il a été tenu compte du rapport environnemental et des consultations auxquelles il a été procédé.

Le présent avis est publié sur le site de l'Ae. Il est intégré dans le dossier soumis à la consultation du public.

¹ Formation d'autorité environnementale de l'Inspection générale de l'environnement et du développement durable (IGEDD).

Synthèse de l'avis

Le présent avis de l'Ae porte sur l'évaluation environnementale de la demande d'extension de la concession de mines d'hydrocarbures dite « Saint-Martin-de-Bossenay », valide jusqu'au 1^{er} janvier 2036, située dans l'Aube (10).

La demande, présentée par la société pétrolière de production et d'exploitation (SPPE), porte sur une superficie très limitée de 1,52 km². Ce secteur correspond à la zone où se trouve un puits horizontal qui a été foré depuis le périmètre de la concession. La zone est comprise dans le périmètre de l'ancien permis de recherches de Marcilly-le-Hayer, qui a expiré le 30 octobre 2024. Aucun travail de surface (type forage, collecte, etc.) n'est prévu sur cette extension de la concession et la poursuite de l'exploitation du puits ne nécessite aucune modification substantielle du schéma de production actuel de la concession.

Les principaux enjeux environnementaux du dossier sont, pour l'Ae :

- les émissions de gaz à effet de serre (GES) directes et indirectes,
- la qualité des eaux souterraines et superficielles,

Les principales recommandations de l'Ae sont de :

- présenter, dans la notice environnementale, l'ensemble des installations de la concession,
- faire le lien avec les études déjà réalisées,
- revoir l'estimation des émissions totales de GES liées aux activités de la concession,
- compléter le dossier par les indicateurs de suivi des effets de la concession sur l'environnement et les doter d'une fréquence de suivi et d'une cible.

L'ensemble des observations et recommandations de l'Ae est présenté dans l'avis détaillé.

Avis détaillé

Le présent avis de l'Ae porte sur l'évaluation environnementale de la demande d'extension de la concession d'hydrocarbures de « Saint-Martin-de-Bossenay », présentée par la société pétrolière de production et d'exploitation (SPPE), une PME² disposant d'une vingtaine de concessions dans le bassin parisien.

1. Contexte, présentation de la demande et enjeux environnementaux

1.1 Contexte de la demande d'extension de la concession

Le gisement de Saint-Martin-de-Bossenay est situé dans l'Aube (10), à environ 100 km au sud-est de Paris et à 30 km au nord-ouest de Troyes. Le gisement pétrolier a été découvert par la société Shell en mai 1959 au niveau de la couche géologique du Dogger. C'est l'une des premières découvertes dans le bassin parisien après celle de Coulommies (77). La surface du gisement est d'environ 10 km² avec un « plan d'eau » à 1 310 m de profondeur.

La concession d'hydrocarbures de « Saint-Martin-de-Bossenay » a été accordée le 29 avril 1964 à trois sociétés conjointes et solidaires (Société Shell française, Compagnie des produits chimiques et raffineries de Berre et Société anonyme française de recherches et d'exploitation de pétrole). La concession a été ensuite étendue le 1^{er} février 1966 pour atteindre sa superficie actuelle de 20,35 km². Cette concession a été transférée au profit des sociétés Gaz de France et Géopétrol le 20 avril 1998, puis à la Société de maintenance pétrolière le 23 octobre 2006 et enfin mutée au profit de la Société pétrolière de production et d'exploitation (SPPE) le 28 janvier 2009. Une prolongation de la concession a été accordée à SPPE, le 28 juin 2011, jusqu'au 1^{er} janvier 2036.



Figure 1 : localisation de la concession de Saint-Martin-de-Bossenay (source : dossier)

Le périmètre de la concession actuelle couvre une partie des communes de Saint-Martin-de-Bossenay, Avon-la-Pèze, Rigny-la-Nonneuse, Saint-Lupien et Marigny-le-Châtel.

² SPPE emploie une vingtaine de personnes.

La production actuelle de la concession est de l'ordre de 200 barils³ par jour d'un pétrole non soufré, qualifié dans le dossier d'excellente qualité.

La demande d'extension de la concession porte sur une superficie très limitée de 1,52 km² au sein de la commune de Saint-Martin-de-Bossenay. Ce secteur correspond à la zone où se trouve un puits horizontal (SMB 217 appelé aussi SMB 217 GH) qui a été foré depuis le périmètre de la concession, à partir de la plateforme SMB 17. La zone est incluse dans le périmètre de l'ancien permis de recherches de Marcilly-le-Hayer, expiré le 30 octobre 2024, dont la superficie totale était de 193 km² et dont SPPE était titulaire.

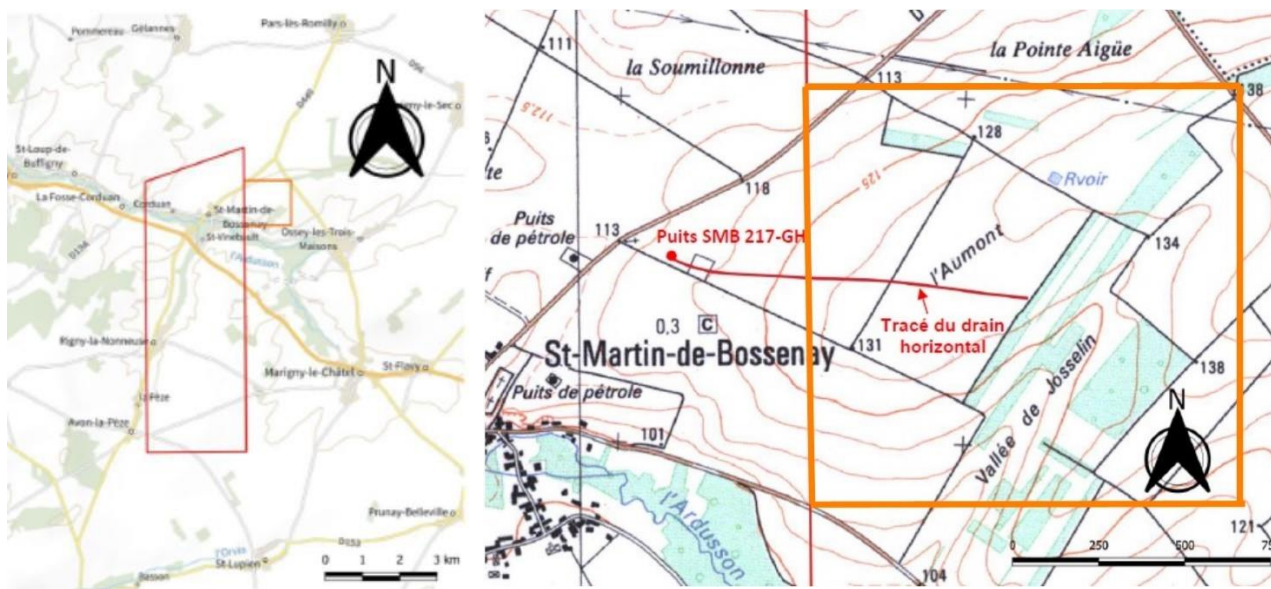


Figure 2 : périmètre de la concession et de son extension (à gauche, en rouge la concession et en orange) et zoom sur l'extension de la concession avec la position du puits SMB 217 (à droite) (source : dossier)

La plateforme, dite « SMB 17 » comprend trois puits au total : SMB 217, producteur, SMB 17, injecteur, et SMB 117, producteur.



Figure 3 : la plateforme SMB 17, avec le puits SMB 117 au premier plan, et le puits SMB 217 au second plan (source : dossier)

³ Un baril a un volume d'un peu moins de 159 litres.

1.2 Présentation de la demande d'extension de la concession

La demande d'extension de la concession est sollicitée pour la même durée que celle de la concession existante, soit jusqu'au 1^{er} janvier 2036 mais le calcul de la potentialité du site est établi jusque fin 2039, ce qui correspond à la date maximale possible en application de l'article L. 111-9 du nouveau code minier⁴. Il semble donc y avoir une incohérence à ce sujet dans le dossier.

L'Ae recommande au porteur de projet d'harmoniser les dates de fin d'exploitation tout au long du dossier.

La demande d'extension de la concession a pour but de régulariser et de poursuivre l'exploitation du puits producteur SMB 217.

Cette demande résulte du fait qu'une partie du drain horizontal du puits SMB 217 se trouve à cheval entre la concession actuelle et l'ex-zone du permis de recherches. Le puits d'exploration SMB 217, foré et mis en exploitation en 2011 à l'intérieur de la concession de Saint-Martin-de-Bossenay, avait pour objectif de reconnaître la partie haute de la faille de Saint-Martin-de-Bossenay. Ce puits est toujours productif avec une production cumulée de 34 218 barils ou 4 676 tonnes d'huile à fin avril 2024.

Aucun travail de surface (type forage, collecte, etc.) n'est prévu sur cette extension de la concession. La poursuite de l'exploitation du puits SMB 217 ne nécessite aucune modification substantielle du schéma de production actuel de la concession.

Les réserves associées au puits SMB 217 ne sont pas connues avec précision, car le puits ne montre pas de déclin sur son historique de production et semble réagir comme s'il était toujours sous un régime transitoire de production. Sur le fondement d'une hypothèse basse d'un plateau de production de 200 barils par mois et qui se maintiendrait dans un contexte favorable de prix du pétrole, la production envisageable est estimée, sur sept ans, à 17 000 barils (soit 2 300 tonnes environ), et sur 15,5 ans (fin 2039), à 37 000 barils (soit 5 000 tonnes environ).

La description dans la notice environnementale des installations de la concession est incomplète⁵, ce qui nuit à la bonne compréhension de l'importance de la concession et, par exemple, ne permet pas d'appréhender l'ampleur des travaux à réaliser pour la remise en état du site, à la fin de l'exploitation. La notice devrait décrire le schéma d'ensemble de la concession, avec le nombre de plateformes et leur position, les puits en fonctionnement, et ceux inactifs.

L'Ae recommande de présenter, dans la notice environnementale, l'ensemble des installations de la concession en fournissant son schéma d'ensemble, le nombre de plateformes et leur position, les puits en fonctionnement et ceux inactifs.

1.2.1 Description des activités d'exploitation courante prévues dans le cadre de la concession

Les opérations de production se font depuis un site de surface (plateforme). Il s'agit d'emprises sur lesquelles sont situés les puits producteurs (de pétrole) et les puits injecteurs (d'eau) et leurs installations annexes (séparateur pétrole brut/eau, local technique, local électrique...). Le pétrole et

⁴ Créé par l'article 4 de la loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 mettant fin à la recherche ainsi qu'à l'exploitation des hydrocarbures.

⁵ Des informations sont dans le dossier, mais elles se trouvent dans sa partie classée confidentielle.

l'eau de gisement remontent jusqu'en surface par les tubages⁶ de production. La méthode de récupération du pétrole brut est de type dit primaire⁷.

La production des puits producteurs (pétrole et eau) est séparée par gravité au niveau de stations de traitement. L'eau de gisement produite est ensuite réinjectée⁸ par les puits injecteurs, dans son réservoir d'origine.

Le pétrole brut produit sera, après traitement via le séparateur, stocké dans des cuves de stockage en vue de son expédition en raffinerie.

Sur la concession, la production extraite à partir de la plateforme SMB 17 est envoyée par une canalisation (« collectes enterrées ») vers la plateforme dite « SMB 11 » (dont le positionnement précis est absent du dossier). Cette plateforme reçoit aussi la production d'autres puits de la concession.

Les eaux produites sont réacheminées par canalisation vers le puits SMB 17 de la plateforme du même nom (ce qui ne facilite pas la compréhension du dossier). Le dossier n'indique pas l'emplacement et la longueur du réseau de collecte. Quant au pétrole brut, il est, après traitement via le séparateur, stocké en cuves, sur la plateforme SMB 11 (où arrive aussi la production d'autres puits du site) puis expédié jusqu'au dépôt de la compagnie industrielle maritime (CIM) au Havre par camion-citerne (environ deux envois par semaine sont réalisés), laquelle l'expédie ensuite vers une raffinerie (principalement celle de Gonfreville-l'Orcher, à proximité).

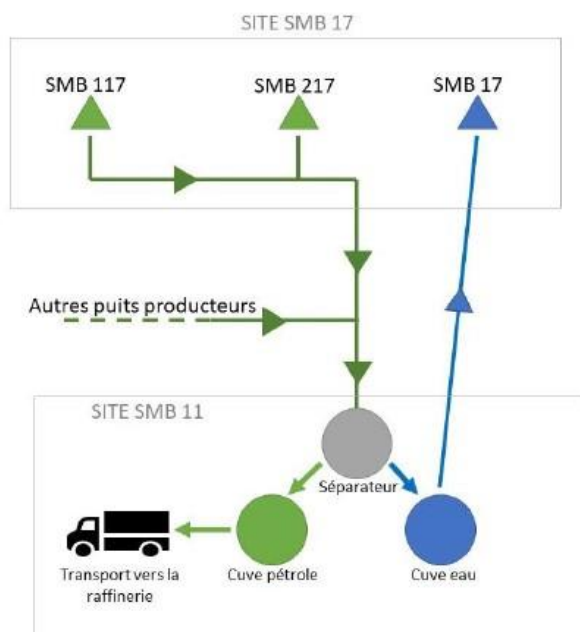


Figure 4 : schéma de production actuel entre les sites SMB 17 et SMB 11 (source : dossier)

⁶ Tube ou ensemble de tubes d'acier que l'on descend dans les puits de pétrole pour en consolider les parois (source : [Légifrance](#))

⁷ 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. 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.

⁸ La réinjection d'eau dans le gisement a pour objectif de ralentir la baisse de pression dans celui-ci. Elle permet de déplacer le pétrole brut dans le gisement vers les puits de production, et ainsi d'améliorer le taux de récupération du pétrole brut en place dans la roche réservoir.

L'exploitation du gisement nécessite :

- des travaux de maintenance en surface (entretien des sites, surveillance et contrôle des équipements, remplacement d'installations...) et sur les puits (cimentations complémentaires pour fermer certaines zones, optimisation de la récupération, enregistrements...),
- des réparations consistant essentiellement à remplacer les équipements de pompage en panne ou défectueux ou à changer le dispositif de production,
- la surveillance journalière des installations.

L'Ae recommande de présenter les techniques qui seront utilisées pour éviter les incidents possibles sur un site d'extraction de pétrole brut, ou y remédier.

1.2.2 Remise en état

À l'issue de la phase d'exploitation, la société soumettra à la préfecture son programme de travaux de remise en état. Sont prévus la cimentation des puits, le démantèlement des installations de surface et la dépollution du site.

1.3 Procédures relatives à la demande de prolongation de la concession

Le dossier de demande d'extension de la concession de mines d'hydrocarbures liquides ou gazeux, dite de « Saint-Martin-de-Bossenay » a été déposé par SPPE le 13 mai 2024. Par décision du 12 juillet 2024, le Conseil d'État a estimé nécessaire de soumettre à évaluation environnementale les octrois, extensions et prolongations de titres miniers, considérant qu'il s'agit de plans ou programmes encadrant de futurs projets⁹. SPPE a, en conséquence, actualisé son dossier le 15 juillet 2025.

L'octroi donnant lieu à une décision ministérielle, l'Ae est compétente pour l'avis d'autorité environnementale.

Concernant les éventuels travaux de géophysique et de forage, ceux-ci devront faire, préalablement à leur réalisation, l'objet d'une demande d'autorisation d'ouverture de travaux miniers.

1.4 Principaux enjeux environnementaux relevés par l'Ae

Les principaux enjeux environnementaux du dossier sont, pour l'Ae :

- les émissions de gaz à effet de serre directes et indirectes,
- la qualité des eaux souterraines et superficielles.

2. Analyse de l'évaluation environnementale

Compte tenu de la faible surface faisant l'objet de cette extension et de l'absence d'enjeu environnemental, le dossier ne présente pas de difficultés notables. Toutefois, l'étude environnementale, peu structurée, est difficile à appréhender pour le public et doit être améliorée.

⁹ Jurisprudence prise en compte par l'[arrêté du 3 avril 2025](#) soumettant les demandes d'octroi, d'extension ou de prolongation de titres régis par le code minier introduites avant le 1^{er} juillet 2024 à évaluation environnementale.

S'agissant d'une demande d'extension d'une concession dont les installations existent déjà, l'évaluation doit faire le lien avec l'étude des incidences sur l'environnement réalisée pour la demande de concession initiale. Il convient au minimum d'en fournir une synthèse et si besoin de joindre cette étude en annexe.

L'Ae recommande d'établir le lien avec les études environnementales réalisées pour la demande de concession initiale.

Il convient de souligner que l'hypothèse d'absence de réalisation de nouvelles installations (forage d'un puits, nouvelle plateforme, extension du réseau de collecte...) constitue un élément essentiel pour l'analyse des incidences. Dans le cas où SPPE envisagerait finalement de nouveaux développements, il conviendra de s'interroger sur la nécessité d'actualiser l'étude d'impact. Conformément au VI de l'article R. 122-17 du code de l'environnement, une demande d'examen au cas par cas pourra, si besoin, permettre de le déterminer.

Dans le cas où le programme des travaux serait modifié par rapport à celui présenté dans le dossier, l'Ae recommande d'actualiser l'étude d'impact si nécessaire.

2.1 Articulation avec d'autres plans ou programmes

Selon l'analyse présentée pour l'articulation avec le schéma régional d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (Sraddet) de la région Grand Est, la concession prend en compte la règle relative à l'atténuation du changement climatique car la production de pétrole brut au niveau de la concession entraînerait « peu » d'émissions de gaz à effet de serre. Cette affirmation doit être corrigée dans la mesure où le bilan, bien qu'incomplet, des émissions de gaz à effet de serre, qui intègre les émissions liées à la production mais également celles liées à la combustion, fait état d'émissions cumulées conséquentes, de l'ordre de 12 ktCO₂e.

L'analyse du schéma directeur d'aménagement et gestion des eaux (Sdage) Seine-Normandie 2022-2027 conduit à conclure que l'exploitation n'est pas susceptible d'avoir d'effet néfaste sur la qualité et la quantité des eaux souterraines et superficielles. Bien que le schéma d'aménagement et de gestion des eaux Bassée-Voulzy soit en cours d'élaboration, comme indiqué dans le dossier, une première analyse pourrait aussi être présentée en s'appuyant sur le projet soumis à la concertation préalable en 2025¹⁰.

2.2 Solutions de substitution raisonnables, exposé des motifs pour lesquels le projet de concession a été retenu

Concernant les perspectives au-delà de 2039, l'article L. 132 12-1 du nouveau code minier impose de remettre, cinq ans avant la fin de la concession, un dossier présentant le potentiel de reconversion des installations ou du site d'implantation pour d'autres usages du sous-sol. Le dossier liste différentes options possibles : implantation d'un parc photovoltaïque, d'éoliennes, transformation du site pour de la capture et du stockage de CO₂ ou de la production géothermique.

Il est néanmoins indiqué en conclusion que la solution la plus vraisemblable est une reconversion de la surface concernée par l'extension vers un usage agricole.

¹⁰ Un [bilan de la concertation préalable du Sage](#) a été établi le 13 mai 2025.

2.3 État initial de l'environnement, incidences et mesures d'évitement, de réduction et de compensation

2.3.1 Milieu physique

Formations géologiques, eaux souterraines et superficielles

Le terrain faisant l'objet de la demande d'extension de la concession se trouve sur un plateau agricole aux paysages ouverts. Son altitude est comprise entre 109 m et 140 m. Le secteur étudié appartient au bassin versant de l'Ardusson qui est un affluent de la Seine. Le dossier précise que l'Ardusson se trouve à 300 m de l'extension demandée. Il serait également utile de rappeler que ce cours d'eau traverse la concession actuelle.

En partant de la surface du sol, les deux premières masses d'eau souterraines concernées directement ou indirectement par le projet sont : la nappe de la craie du Sénonais et Pays d'Othe (FRHG 209) et la nappe de l'Albien et du Néocomien captif (FRHG 218). La vulnérabilité de la nappe de la craie est importante du fait du réseau karstique développé, de l'absence de couches de protection imperméables et de son usage important pour l'alimentation en eau potable et pour l'irrigation. La nappe de l'Albien et du Néocomien est identifiée par le Sdage comme une ressource d'importance stratégique. Son utilisation fait l'objet de prescriptions spécifiques en volume et en utilisation

Le dossier comprend une coupe type des formations géologiques au niveau de la concession, dont celles du Dogger où se trouve le gisement ciblé. Les nappes d'eau sont également repérées.

Les prélèvements d'eau dans le gisement lors de l'exploitation sont estimés à 200 000 m³ par an. Ces évaluations sont fondées sur l'hypothèse que les ratios eau/huile historiques (98 %) se maintiendraient dans le temps.

Chaque aquifère sensible est protégé au minimum par deux cuvelages avec cimentation. Les risques de pollution des nappes souterraines sensibles, liés à une fuite au niveau des cuvelages du puits, sont donc très réduits.

Le captage d'alimentation en eau potable le plus proche se trouve à 2,3 km de l'extension et aucun périmètre de protection de captage ne se trouve dans son périmètre.

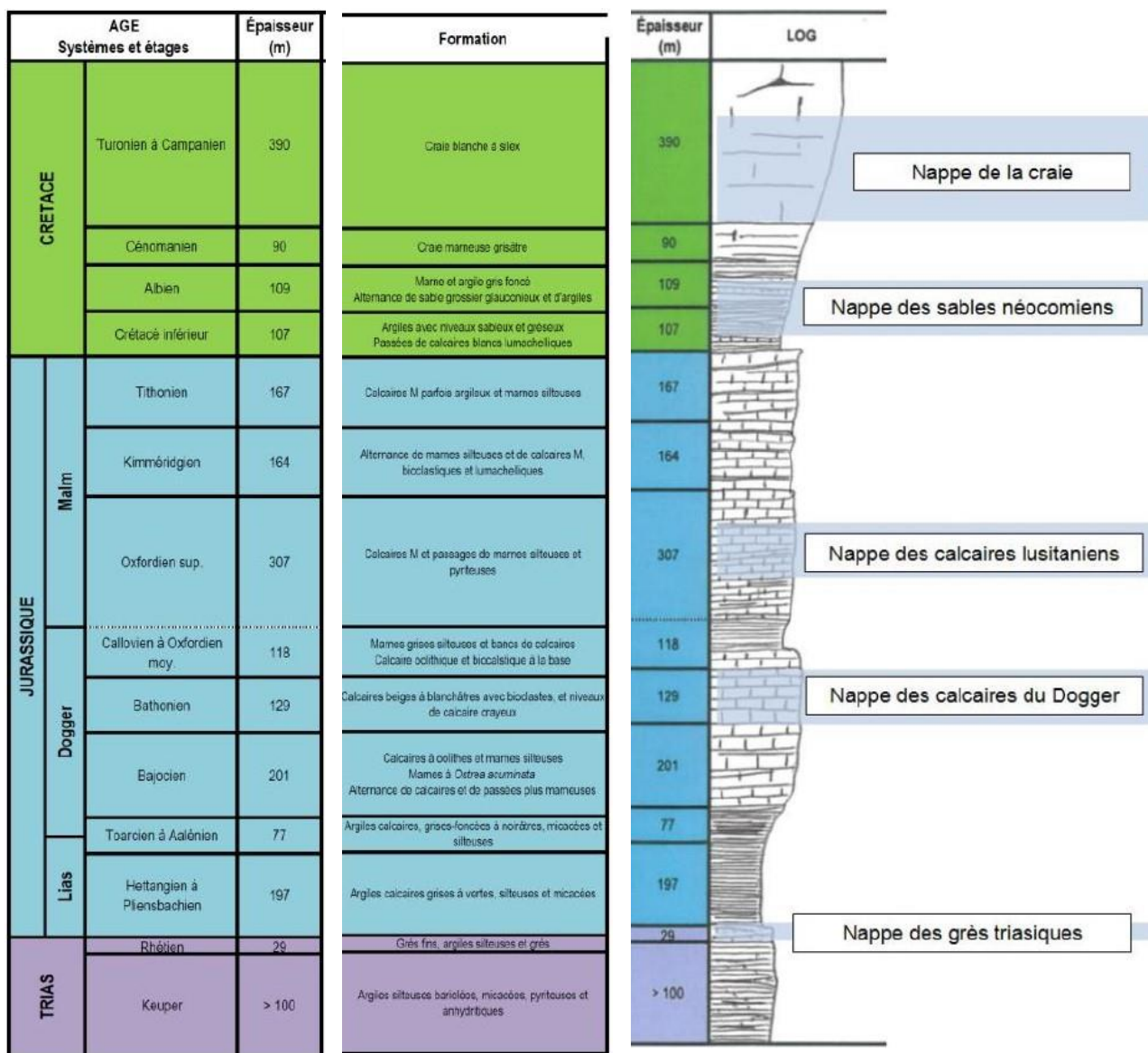


Figure 5 : coupe type des formations géologiques et position des nappes (source : dossier)

Risques naturels et technologiques

L'extension de la concession est traversée par un gazoduc. Il conviendrait de caractériser les incidences potentielles et le cas échéant les mesures associées.

L'Ae recommande de préciser les incidences potentielles liées à la présence du gazoduc au sein de l'extension de la concession et, le cas échéant, les mesures associées.

2.3.2 Milieu naturel

Le dossier se limite à constater l'absence de zone inventoriée ou protégée au titre des milieux naturels. Concernant les zones humides, il est seulement indiqué que le territoire ne comprend pas

de zone humide d'importance internationale au titre de la convention Ramsar¹¹. La carte fournie dans le dossier permet de visualiser les zones situées à proximité du périmètre de l'extension :

- le site Natura 2000¹² le plus proche, la zone spéciale de conservation « Prairies, Marais et bois alluviaux de la Bassée », se trouve à 7,4 km environ
- la zone naturelle d'intérêt écologique faunistique et floristique (Znieff)¹³ la plus proche, « Marais et bois de la vallée du Pars au sud-ouest de Romilly-sur-Seine », de type I, se trouve à 2 km.

La réserve naturelle nationale de la Seine champenoise n'est pas mentionnée. Le périmètre de cette nouvelle zone naturelle sous protection forte, créée par le décret n° 2025-688 du 22 juillet 2025, ne recoupe pas du tout celui du projet, mais elle ne doit cependant pas être ignorée dans l'inventaire des zonages existants.

2.3.3 Milieu humain

L'extension de la concession se trouve dans le périmètre de la commune de Saint-Martin-de-Bossenay dont la population était de 357 habitants en 2021. Le secteur est rural, agricole et dépourvu de toute construction.

Transports

Le périmètre de l'extension est entouré par une trame viaire au trafic relativement modeste constitué des RD 33, RD 440 et RD 116.

En phase d'exploitation, le nombre de circulations de véhicules est estimé à un ou deux véhicules légers par jour pour les plateformes SMB 11 et SMB 17 et à quelques poids lourds par mois pour les opérations de maintenance. Le nombre de camions-citernes pour l'expédition du pétrole brut collecté sur la plateforme SMB 11 (depuis le puits SMB 217 et d'autres puits de la concession) est estimé à environ deux par semaine.

Nuisances sonores

En phase exploitation, les incidences sonores sont considérées comme très limitées, compte tenu du faible nombre de circulations de véhicules, de la technologie de pompes utilisée pour les puits producteurs, du positionnement des pompes d'injection dans un local clos et de la distance par rapport aux premières habitations.

¹¹ La Convention sur les zones humides d'importance internationale, appelée Convention de Ramsar, est un traité intergouvernemental qui sert de cadre à l'action nationale et à la coopération internationale pour la conservation et l'utilisation rationnelle des zones humides et de leurs ressources. Le traité a été adopté dans la ville iranienne de Ramsar, le 2 février 1971, et est entré en vigueur le 21 décembre 1975. La France l'a ratifié et en est devenue partie contractante le 1er décembre 1986.

¹² Les sites Natura 2000 constituent un réseau européen en application de la directive 79/409/CEE « Oiseaux » (codifiée en 2009) et de la directive 92/43/CEE « Habitats faune flore », garantissant l'état de conservation favorable des habitats et espèces d'intérêt communautaire. Les sites inventoriés au titre de la directive « habitats » sont des zones spéciales de conservation (ZSC), ceux qui le sont au titre de la directive « oiseaux » sont des zones de protection spéciale (ZPS).

¹³ L'inventaire des zones naturelles d'intérêt écologique faunistique et floristique (Znieff) a pour objectif d'identifier et de décrire des secteurs présentant de fortes capacités biologiques et un bon état de conservation. On distingue deux types de Znieff : les Znieff de type I : secteurs de grand intérêt biologique ou écologique ; les Znieff de type II : grands ensembles naturels riches et peu modifiés, offrant des potentialités biologiques importantes.

Climat et émissions de gaz à effet de serre (GES)

Des estimations des émissions de gaz à effet de serre (GES) sont présentées en prenant en compte les volumes futurs de production estimés (jusque 2036) pour le puits SMB 217, dont le drain se trouve dans le périmètre de l'extension sollicitée.

Le volume total des émissions est évalué à 12 ktCO₂e en s'appuyant sur le facteur d'émission de la base Empreinte de l'Ademe pour le pétrole brut qui est de 3,34 kgCO₂e/kg de pétrole brut. Néanmoins, contrairement à ce qui est indiqué, ce facteur d'émission ne prend en compte, outre les émissions liées à la combustion (3,07 kgCO₂e/kg de pétrole brut), que les émissions liées à la phase d'extraction et au transport en amont du raffinage (0,27 kgCO₂e/kg de pétrole brut). Les émissions liées au raffinage et à la distribution des produits raffinés sont exclues. Ceci conduit à une sous-estimation des émissions totales d'environ 10 %¹⁴.

Par ailleurs, le dossier fournit des données spécifiques pour les émissions de GES non captées sur site, issues du dégazage lors du procédé de séparation. Dans le cas du gisement de Saint-Martin-de-Bossenay, le ratio gaz/pétrole (« Gas-Oil Ratio »¹⁵) est estimé à 0,4 m³ de gaz par m³ de pétrole. Les émissions de GES correspondantes sont évaluées, pour le puits SMB 217, à 0,005 kgCO₂e/kg de pétrole brut et à 18 tCO₂e sur l'ensemble de la durée de vie de la concession.

Ces estimations fournies pour le dégazage correspondent à la situation où les gaz ne sont ni captés, ni valorisés, ce qui est le cas actuellement. Il a été indiqué aux rapporteurs que des solutions seraient étudiées afin de satisfaire aux obligations introduites depuis le 1^{er} février 2026 par le règlement n° 2024/1787 du Parlement européen et du Conseil du 13 juin 2024 concernant la réduction des émissions de méthane dans le secteur de l'énergie. Des explications sur ce sujet doivent être ajoutées dans le dossier.

L'Ae recommande de présenter la solution adoptée pour répondre aux obligations de réduction des émissions de méthane dans le secteur de l'énergie.

Émissions de polluants atmosphériques

Une estimation des composés organiques volatils (COV), fondée sur des valeurs standard, est fournie pour les opérations de chargement du pétrole brut au niveau de la station SMB 11 qui accueille la production du puits SMB 217. Le volume de COV émis dans l'atmosphère engendré par la production du puits SMB 217 est estimé à 0,4 tonnes par an.

Cette estimation ne semble pas tenir compte des COV dissous dans le pétrole brut et séparés du liquide lors de l'extraction, du fait de la diminution de la pression en surface. Les éléments autres que les COV émis lors du dégazage ne sont pas non plus précisés.

¹⁴ Dans le cas du pétrole brut, compte tenu du périmètre limité pris en compte, la phase amont (hors combustion) est estimée dans la Base Empreinte à 8 % du total (amont et combustion). Dans le cas du diesel par exemple, où les émissions amont comprennent aussi le raffinage et la distribution, les émissions amont représentent 19 % du total.

¹⁵ Le Gas-Oil Ratio (GOR) indique la proportion de gaz naturels qui s'échappent d'un pétrole quand il est amené aux conditions de pression et de température de la surface.

L'Ae recommande de :

- ***fournir une estimation des émissions de gaz (volume et composition) liées à l'exploitation pour la période couverte par la concession pour le puits SMB 217 et pour l'ensemble de la concession,***
- ***préciser les incidences potentielles pour la santé humaine.***

2.4 Dispositif de suivi

Le dossier ne comporte pas de description du dispositif de suivi mis en place au niveau de la concession, bien que des mesures régulières soient mentionnées au fil des chapitres pour la vérification de l'état des collectes, la qualité des eaux souterraines, les émissions dans l'air et les déchets. Il convient de présenter le dispositif et de préciser les actions prévues en cas de non-conformité des résultats.

Le dossier est également à compléter en proposant pour chaque indicateur de suivi des valeurs cibles et des fréquences. Les modalités de recueil et d'analyse de ces données et de réajustement éventuel des mesures d'évitement, de réduction et de compensation prises sont aussi à préciser.

L'Ae recommande de compléter le dossier par les indicateurs de suivi des effets de la concession sur l'environnement, de les doter d'une fréquence de suivi et d'une cible.

2.5 Résumé non technique

Le résumé non technique de quatorze pages comprend des informations sur l'état initial, mais ne reprend pas les éléments présentés dans la notice d'impact sur les incidences et les mesures, qui sont par ailleurs eux-mêmes à compléter. Il est seulement indiqué pour les incidences « *[qu'aucuns] travaux ne sont projetés dans l'extension de la concession sollicitée* » et pour les mesures « *[qu'il] n'y a pas de précautions particulières à prendre, si ce n'est la surveillance du drain* ».

L'Ae recommande de présenter les incidences et les mesures liées à l'extension de la concession et de prendre en compte dans le résumé non technique les conséquences des recommandations du présent avis.