



Autorité environnementale

conseil général de l'Environnement et du Développement durable

www.cgedd.developpement-durable.gouv.fr

Avis délibéré de l'Autorité environnementale sur les travaux d'exploration pétrolière sur la zone de Nasua (973)

n°Ae : 2018-35

Préambule relatif à l'élaboration de l'avis

L'Autorité environnementale¹ du Conseil général de l'environnement et du développement durable (CGEDD), s'est réunie le 30 mai 2018 à La Défense. L'ordre du jour comportait, notamment, l'avis sur les travaux d'exploration pétrolière sur la zone de Nasua (973).

Étaient présents et ont délibéré : Marie-Hélène Aubert, Barbara Bour-Desprez, Marc Clément, Pascal Douard, Sophie Fonquernie, Louis Hubert, Christine Jean, Philippe Ledenvic, François Letourneux, Thérèse Perrin, Éric Vindimian

En application de l'article 9 du règlement intérieur du CGEDD, 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 absents : Fabienne Allag-Dhuisme, François Duval, Serge Muller, Annie Viu, Michel Vuillot, Véronique Wormser

* *

*

Le ministre chargé de l'environnement ayant décidé, en application de l'article L. 122-61 du code de l'environnement de se saisir de l'étude d'impact de ce projet et de déléguer à l'Ae la compétence d'émettre l'avis d'autorité environnementale, l'Ae a été saisie pour avis par le préfet de Guyane, l'ensemble des pièces constitutives du dossier ayant été reçues le 6 avril 2018.

Cette saisine étant conforme aux dispositions de l'article R. 122-6 du code de l'environnement relatif à l'autorité environnementale prévue à l'article L. 122-1 du même code, il en a été accusé réception. Conformément aux dispositions de l'article R. 122-7 du même code, l'avis doit être rendu dans le délai de deux mois

Conformément aux dispositions de ce même article, l'Ae a consulté par courriers en date du 19 avril 2018 :

- le préfet de département de Guyane,
- le directeur général de l'agence régionale de santé (ARS) Guyane.

Sur le rapport de Philippe Ledenvic et François Vauglin, après en avoir délibéré, l'Ae rend l'avis qui suit.

Pour chaque projet soumis à évaluation environnementale, une « autorité environnementale » désignée par la réglementation doit donner son avis et le mettre à disposition du maître d'ouvrage, de l'autorité décisionnaire et du public.

Cet avis porte sur la qualité de l'étude d'impact présentée par le maître d'ouvrage, et sur la prise en compte de l'environnement par le projet. 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.

La décision de l'autorité compétente qui autorise le pétitionnaire ou le maître d'ouvrage à réaliser le projet prend en considération cet avis (cf. article L. 122-1-1 du code de l'environnement). Une synthèse des consultations opérées est rendue publique par cette autorité avec la décision d'octroi ou de refus d'autorisation du projet. En cas d'octroi, l'autorité décisionnaire communique à l'autorité environnementale le ou les bilans des suivis, lui permettant de vérifier le degré d'efficacité et la pérennité des prescriptions, mesures et caractéristiques (R. 122-13).

Conformément aux articles L. 122-1 V et VI du code de l'environnement, le présent avis de l'autorité environnementale devra faire l'objet d'une réponse écrite de la part du maître d'ouvrage qui la mettra à disposition du public par voie électronique au plus tard au moment de l'ouverture de l'enquête publique prévue à l'article L. 123-2 ou de la participation du public par voie électronique prévue à l'article L. 123-19.

¹ Désignée ci-après par Ae.

Synthèse de l'avis

Dans le contexte de la loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 mettant fin à la recherche ainsi qu'à l'exploitation des hydrocarbures en France en 2040, le projet de forage d'exploration dans la zone de Nasua au large de la Guyane (973), porté par Total Exploration & Production Guyane française (TEPGF), constitue un des deux derniers permis d'exploration pétrolière offshore.

TEPGF prévoit successivement un forage d'exploration, puis un test de production dans le cas où les résultats d'exploration détectent des réservoirs suffisamment prometteurs. Si les résultats de ce test sont favorables, le dossier prévoit la réalisation de quatre autres puits dits « d'appréciation ». Une concession ne pourra être accordée par la collectivité territoriale de Guyane (CTG), que si le titulaire du permis d'exploration en fait la demande avant l'expiration du permis (1^{er} juin 2019). Pour la complète information du public au moment de l'enquête publique, l'Ae recommande à l'ensemble des parties concernées (État, CTG, TEPGF) de préciser l'articulation entre les travaux projetés et une éventuelle demande de permis d'exploitation, y compris en ce qui concerne l'organisation prévue, conformément à la directive 2013/30/UE², pour garantir à tout moment, l'indépendance et l'objectivité de l'autorité compétente dans l'exercice de ses fonctions de régulation au titre de la sécurité.

Pour l'Ae, les principaux enjeux environnementaux du projet sont les suivants :

- la préservation des milieux naturels (habitats naturels marins) et des espèces associées (avifaune, faune marine), la qualité de ces habitats étant reconnue comme exceptionnelle au niveau mondial,
- les effets des polluants sur les sédiments et le benthos associé et sur la qualité de l'eau,
- les effets du bruit sous-marin, notamment lors des tirs d'explosifs,
- les conséquences sur les écosystèmes en cas de marée noire.

S'y ajoutent deux enjeux importants : l'apport du projet à l'évaluation et à la maîtrise des impacts des projets sur cet environnement marin, y compris de ceux d'une éventuelle phase d'exploitation ; et plus largement à l'échelle de la planète, les conséquences d'un développement de l'exploitation d'hydrocarbures fossiles par la France dans le contexte de ses engagements pris lors de la 21^{ème} conférence des parties de la convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques, conclue par l'accord de Paris, de son plan climat et du principe de l'abandon de l'exploitation d'hydrocarbures après 2040.

Dans son ensemble, le dossier est bien construit. Le niveau de connaissance des milieux marins est, en règle générale, significativement plus faible que pour les milieux terrestres. C'est d'autant plus vrai pour les fonds marins au large de la Guyane, *a fortiori* au-delà du plateau continental. L'étude d'impact témoigne d'une réelle volonté d'améliorer l'état des connaissances. Néanmoins, pour certains volets, la démarche « éviter, réduire, compenser » est très partielle, alors que les retours d'expérience pour des projets de même nature et particulièrement ceux du précédent forage d'exploration dans le secteur Est du permis (mais aussi ceux de la catastrophe Deepwater Horizon dans le golfe du Mexique en 2010) permettraient de mieux les analyser, de mieux démontrer les conclusions proposées voire, dans certains cas, de ne pas rester silencieux.

La faiblesse de certains volets importants pour appréhender les impacts du projet, selon le programme prévu ou en cas d'accident majeur, apparaît ainsi particulièrement préoccupante (toxicité des produits utilisés, impact sur la macrofaune marine notamment du bruit sous-marin, modélisation des conséquences d'une marée noire), l'analyse les concernant étant alors nettement incomplète.

L'Ae recommande également de prendre en compte l'ensemble des opérations couvertes par le projet et de concevoir un dispositif de suivi qui permette d'améliorer significativement la connaissance des milieux marins guyanais, notamment si l'exploitation du gisement devait être autorisée.

L'Ae fait par ailleurs d'autres recommandations précisées dans l'avis détaillé.

² Directive 2013/30/UE du Parlement européen et du Conseil du 12 juin 2013 sur la sécurité des opérations pétrolières et gazières offshore

Avis détaillé

1 Contexte, présentation du projet et enjeux environnementaux

1.1 Contexte et périmètre du projet

La société Total Exploration & Production Guyane Française (TEPGF)³ dispose d'un permis exclusif de recherche de mines d'hydrocarbures liquides ou gazeux, dit « permis Guyane Maritime ». Ce permis, d'une superficie de 24 100 km², concerne un secteur situé de 150 km à 200 km environ au large des côtes de la Guyane, et comprend des eaux dont la profondeur varie de 300 m à 3 000 m.

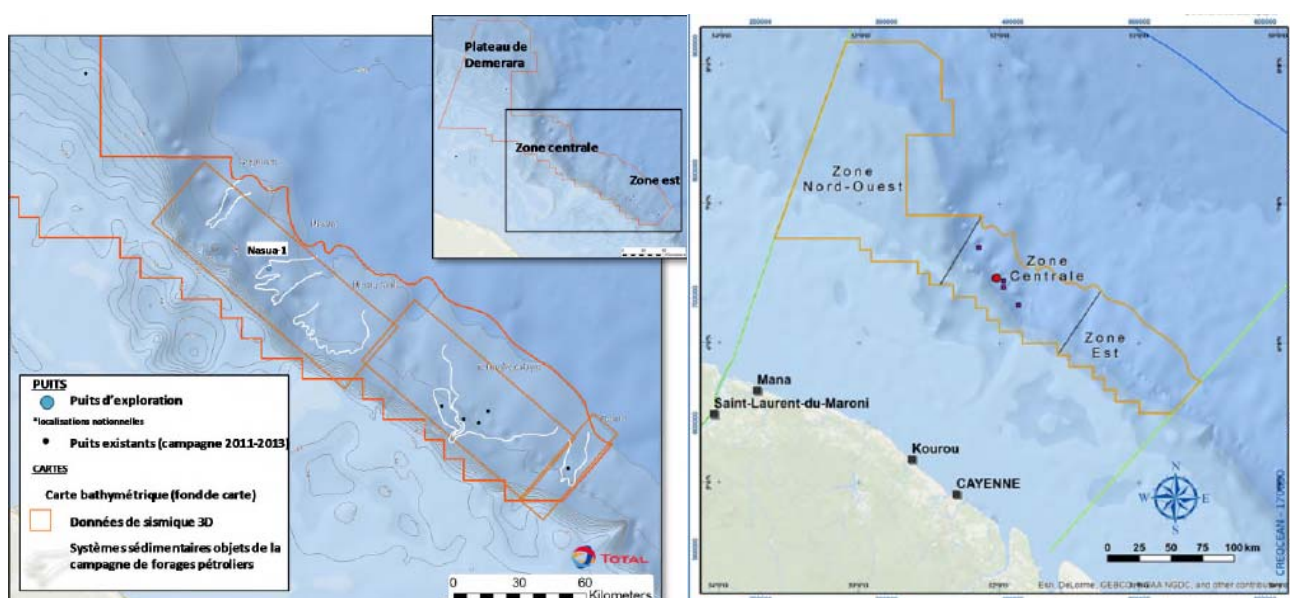


Figure 1 : Localisation des zones du permis Guyane Maritime. À gauche, les forages réalisés sur le secteur Est. À droite, les points rouges indiquent la localisation des forages projetés, Nasua-1 étant le gros point rouge (source : dossier)

Ce permis avait été, à l'origine, accordé à la société Planet Oil Limited par arrêté ministériel du 29 mai 2001 pour une période de cinq ans, puis prolongé une première fois pour une période de quatre ans par arrêté ministériel du 2 juillet 2007 jusqu'au 1^{er} juin 2011, et une deuxième fois par l'arrêté ministériel du 22 décembre 2011 pour une période de cinq ans jusqu'au 1^{er} juin 2016, dans ces deux premiers cas conformément à l'article L. 142-1 du code minier, et enfin prolongé une troisième fois par arrêté du 14 septembre 2017, pour circonstances exceptionnelles⁴ conformément à l'article L. 142-2 du code minier⁵, au seul bénéfice de TEPGF pour trois ans

³ TEPGF est détenu à 100 % par Elf Aquitaine, qui fait partie du groupe Total.

⁴ Notamment motivées, dans le courrier de demande de Total, par des contraintes techniques de l'exploration offshore (« la très grande étendue géographique du permis », « la très grande profondeur d'eau », « des conditions météorologiques et océanographiques particulières »), par des contraintes liées à la sécurité opérationnelle (les procédures techniques spécifiques pour les forages de 2012 et 2013 ayant été révisées pour tenir compte du retour d'expériences lié à la catastrophe de Deepwater Horizon de 2010. Voir plus loin dans l'avis), par une contrainte de disponibilité d'appareil de forage, ainsi que par des contraintes réglementaires et contentieuses du fait d'évolution des textes réglementaires, toutes contraintes qui ont ralenti les précédentes phases d'exploration

⁵ L. 142-1 : « La validité d'un permis exclusif de recherches peut être prolongée à deux reprises, chaque fois de cinq ans au plus, sans nouvelle mise en concurrence. Chacune de ces prolongations est de droit, soit pour une durée au moins

jusqu'au 1^{er} juin 2019. Après cette prolongation exceptionnelle, aucune autre prolongation n'est possible. Par ailleurs, la loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 mettant fin à la recherche ainsi qu'à l'exploitation des hydrocarbures et portant diverses dispositions relatives à l'énergie et à l'environnement ne permet plus l'octroi de nouveaux permis d'exploration, sauf si, comme le prévoit l'article L. 111-9 du code minier, le titulaire d'un permis exclusif de recherche en fait la demande à l'autorité compétente de concession en vue de l'exploitation de pétrole, avant l'expiration du permis. L'échéance des concessions existantes ne peut dépasser 2040, selon les modalités prévues par l'article L. 111-12 du code minier qui prévoit des exceptions⁶. Depuis le 4 février 2018, c'est la collectivité territoriale de Guyane (CTG) qui est compétente pour octroyer cette concession.

Le permis de Guyane maritime a déjà fait l'objet de travaux importants⁷, comprenant des explorations sismiques sur 8 000 km², un forage à l'ouest sur le plateau de Demerara (FG 2-1 foré en 1978)⁸ et cinq forages (numérotés de GM-ES-1 à GM-ES-5), dont le premier, positif (GM-ES-1 encore appelé « *Zaedyus* », situé sous 2 048 mètres de hauteur de colonne d'eau), n'a pas été confirmé par les quatre forages suivants. Les échantillons d'hydrocarbures récoltés sont principalement de l'huile avec peu de gaz dissous et pas de CO₂ ni de sulfure d'hydrogène.

Si l'essentiel des efforts menés jusqu'ici concerne la zone Est, le dossier indique qu'un potentiel d'exploration semble exister dans la zone centrale du permis, qui n'a pas été forée jusqu'ici. Sur cette zone, la profondeur des objectifs recherchés par l'exploration est comprise entre 4 800 m et 6 000 m TVD (*true vertical distance*, distance verticale depuis le navire de forage).

Ainsi, le projet présenté s'intéresse au prospect⁹ dénommé Nasua, où la réalisation d'un puits d'exploration (Nasua-1) est envisagée au premier trimestre de 2019. Selon le dossier, il « *correspond au prospect le plus important en ressources potentielles (de 500 à 1 000 millions de barils)* ». En cas de résultats favorables, un test de production pourrait être mené au cours du second trimestre. Si ce test s'avérait positif, les forages complémentaires d'un à quatre puits dits

égale à trois ans, soit pour la durée de validité précédente si cette dernière est inférieure à trois ans, lorsque le titulaire a satisfait à ses obligations et souscrit dans la demande de prolongation un engagement financier au moins égal à l'engagement financier souscrit pour la période de validité précédente, au prorata de la durée de validité et de la superficie sollicitées ».

L. 142-2 : « *La superficie du permis exclusif de recherches d'hydrocarbures liquides ou gazeux, dit « permis H », est réduite de moitié lors du premier renouvellement et du quart de la surface restante lors du deuxième renouvellement. Ces réductions ne peuvent avoir pour effet de fixer pour un permis une superficie inférieure à une limite fixée par voie réglementaire. Les surfaces restantes sont choisies par le titulaire. Elles doivent être comprises à l'intérieur d'un ou de plusieurs périmètres de forme simple.*

En cas de circonstances exceptionnelles invoquées par le titulaire ou par l'autorité administrative, la durée de l'une seulement des périodes de validité d'un « permis H » peut être prolongée de trois ans au plus, sans réduction de surface ».

⁶ « *La durée des concessions attribuées en application de l'article L. 132-6 à compter de la publication de la loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 mettant fin à la recherche ainsi qu'à l'exploitation des hydrocarbures et portant diverses dispositions relatives à l'énergie et à l'environnement ne peut permettre de dépasser l'échéance du 1er janvier 2040, sauf lorsque le titulaire du permis exclusif de recherches démontre à l'autorité administrative que la limitation de la durée de la concession induite par cette échéance ne permet pas de couvrir ses coûts de recherche et d'exploitation, en vue d'atteindre l'équilibre économique, par l'exploitation du gisement découvert à l'intérieur du périmètre de ce permis pendant la validité de celui-ci.* »

⁷ Selon des informations rassemblées par les rapporteurs, le coût des forages réalisés pour ce permis est estimé globalement à 1,3 milliards d'euros.

⁸ Un autre forage (Sinnamary-1) a été réalisé en 1975, situé en dehors du permis Guyane Maritime. Il avait confirmé la présence de faciès potentiellement intéressants dans la prospection pétrolière.

⁹ « *Un puits d'appréciation est dans le domaine de la recherche pétro-gazière le nom donné au forage qui suit l'étape d'un forage exploratoire (puits d'exploration). Ce puits a pour objet de tester un prospect (une zone où l'on suppose la présence d'hydrocarbures) afin d'en évaluer plus précisément le potentiel pétrolier et/ou gazier. Il s'agissait autrefois de forages terrestres, mais ils sont également de plus en plus pratiqués en offshore* » (wikipédia)

« d'appréciation »⁷ seraient envisagés entre mi 2019 et fin 2022, en forant d'abord les puits 1.1 et 1.2 pour délimiter le gisement, puis, en fonction des résultats, les puits 2.1 et 2.2 pour affiner la découverte.

La demande d'autorisation sollicitée comprend l'ensemble de ces opérations : le forage d'exploration, le test de production, les quatre puits d'appréciation, y compris la fermeture de tous les puits. La décision de conduire ou non ces opérations dépendra des résultats obtenus à chaque étape. En cas de découverte, l'exploitation pourrait commencer environ cinq ans plus tard. Le dossier indique que la durée d'exploitation d'un gisement pétrolier est de l'ordre de 30 ans, avec toutefois une variabilité importante selon les caractéristiques de la réserve.

1.2 Présentation du projet et des aménagements projetés

La réalisation du projet devra être conduite en eau profonde puisque la colonne d'eau est de l'ordre de 2 000 mètres aux endroits à forer.

Ce type de forage est complexe. Il est mis en œuvre depuis un navire (MODU, *mobile offshore drilling unit*), dont la position doit être stabilisée précisément, sans qu'il puisse être ancré. La MODU a vocation à être mise à disposition et opérée par un opérateur distinct de TEPGF, appelé "propriétaire de l'installation". En application de la directive 2013/30/UE du Parlement européen et du Conseil du 12 juin 2013 sur la sécurité des opérations pétrolières et gazières offshore, ce propriétaire (ou « contractant principal de forage ») est l'entité juridiquement habilitée à contrôler l'exploitation d'une installation non destinée à la production. À ce jour, il n'est pas encore identifié, TEPGF ayant vocation à attribuer le contrat au mois de juin.

De ce navire, sont descendus ou remontés, par l'intermédiaire d'un tube prolongateur (ou *riser*), l'ensemble des matériels nécessaires aux opérations, en particulier : le trépan de forage ; les fluides de forage servant à lubrifier la roche et à refroidir le trépan, à une pression suffisante pour creuser les formations géologiques (ou réservoirs) successives et contrebalancer la pression des formations traversées pour maîtriser la remontée éventuelle en surface de leur contenu (« venue »)¹⁰ ; les déblais remontant de ces formations ; les tubages d'acier vissés bout à bout pour constituer le cuvelage du puits (dont le diamètre va décroissant de haut en bas du puits) ; et, une fois la tête de puits mise en place, le ciment nécessaire à l'ancrage du cuvelage au terrain et à l'isolement des couches traversées.

Le trépan peut être remplacé par un outil permettant de carotter le terrain rencontré. Des diagraphies¹¹ peuvent être réalisées au moyen de différentes sondes (nécessitant la présence d'une source radioactive). S'il est nécessaire de changer la direction du forage, un sifflet est déposé à la hauteur adéquate pour conduire le trépan de forage à dévier sa trajectoire.

Un forage d'exploration comporte deux phases principales :

- au début (sur une profondeur d'environ 1 000 mètres), le forage est réalisé en circuit ouvert avec un fluide de forage à base d'eau de mer à laquelle sont ajoutés des additifs comprenant notamment des agents alourdissants ou viscosifiants. Cette technique conduit

¹⁰ Les pressions sont adaptées en fonction des pressions de chaque formation.

¹¹ Consiste à mesurer, à l'aide de différentes sondes, les caractéristiques des roches traversées lors d'un forage.

- à ce que le mélange des débris de la roche forée et du fluide de forage remontent ensemble le puits jusqu'à son entrée au fond de la mer et se déposent sur le fond marin ;
- lorsque cette première phase s'achève, le tube prolongateur et un bloc obturateur de puits (BOP)¹² sont installés, le premier entre le navire de forage et le fond de la mer, et le deuxième ancré au fond de la mer. À ce stade, les fluides qui circulent restent confinés dans les tubulures mises en place. Afin d'assurer la sécurité des puits, ceux-ci sont cuvelés et leur cuvelage est cimenté. Néanmoins, vu la longueur de cette section, il est prévu de pomper un fluide de forage à base d'eau, de manière à conserver la stabilité des parois sur le dernier tiers du forage de ce tronçon, les eaux correspondantes étant elles aussi rejetées au niveau du fond de la mer à proximité de la tête du puits.

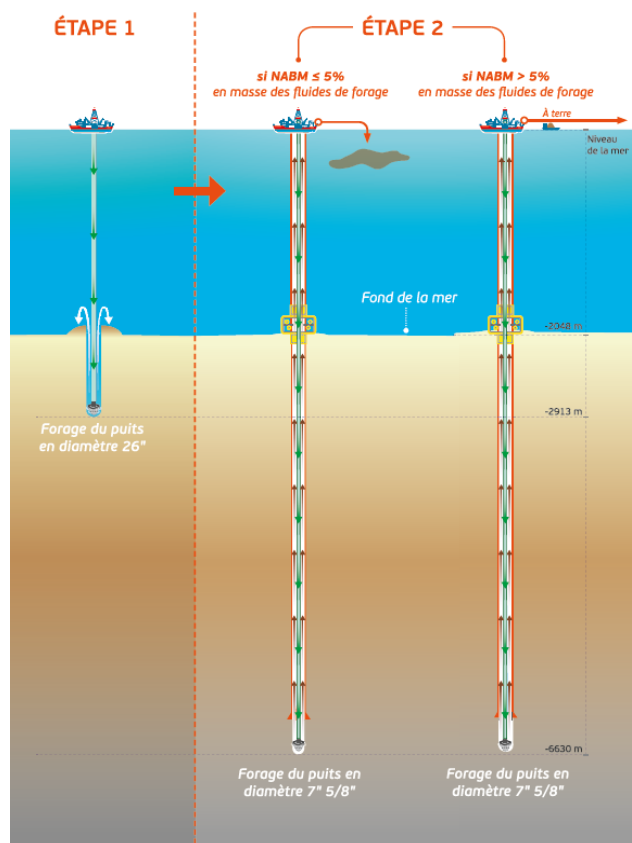


Figure 1 : Les schémas de fonctionnement du forage d'exploration selon ses phases successives de réalisation (source : dossier)

Les fluides de forage utilisés pour la deuxième phase, dits « NABM », sont synthétiques, avec comme huile de base une oléfine interne 16/18 (alcène¹³ à liaison interne avec une chaîne carbonée de longueur 16 à 18), et des émulsifiants, viscosifiants, alourdissants, et diluants notamment. Les déblais de forage sont remontés à bord du navire où ils sont criblés et séchés. S'ils contiennent plus de 5 % en masse de fluide de forage (sans justification particulière – voir § 2.3.2, alors les résidus sont destinés à être emportés à terre pour traitement. Dans le cas inverse, ils sont remis à la mer.

¹² Le BOP est un organe de mise en sécurité et de contrôle du puits et de la circulation des fluides entre le puits et le navire. L'acronyme est le même en anglais, mais signifie « *blow out preventer* » : c'est un équipement critique pour la « prévention des éruptions de puits » (voir partie 3).

¹³ Hydrocarbure insaturé, caractérisé par au moins une double liaison entre deux atomes de carbones, qui lui confère une plus grande réactivité que les alcanes à chaîne carbonée similaire. Leur solubilité est médiocre dans l'eau.

Si les résultats d'exploration détectent des réservoirs suffisamment prometteurs, le dossier prévoit une opération de test de production. Les essais de puits sont effectués après avoir recouvert et isolé les réservoirs forés à l'aide d'un cuvelage de production cimenté. Pour un essai de puits (mise en production temporaire), une explosion est provoquée dans le réservoir exploré, à l'aide d'une charge maximale équivalente à 102 kg de TNT placée dans un cuvelage, à une profondeur sous le fond de la mer de l'ordre de 3 000 à 3 500 m, ce qui induit des impacts de nature significativement différente de la phase de forage. Les hydrocarbures remontés pendant le test de production sont brûlés à bord du navire. Si les résultats du test se révèlent favorables, TEPGF pourrait décider de forer jusqu'à quatre autres puits d'appréciation, selon le calendrier ci-dessous.

Le principe d'un puits de secours est évoqué dans le dossier, uniquement en cas d'éruption non contrôlée du puits foré (voir partie 3 du présent avis). Deux emplacements, non déterminés à ce stade, seront identifiés préalablement aux travaux de forage.

La durée d'un forage d'exploration en haute mer est de l'ordre de quatre mois, hors phases de préparation et de démobilisation. Une fois l'ensemble des opérations d'exploration terminées, le puits est fermé, pour en assurer la sécurité : la fermeture du puits peut nécessiter de confirmer l'intégrité des cuvelages et de leurs cimentations et doit conduire à la constitution d'un bouchon de ciment d'un minimum de 50 mètres à l'intérieur des cuvelages et de 100 mètres pour les espaces annulaires et les zones perméables.

	2019				2020				2021				2022			
	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4
Forage Nasua-1																
Analyse des résultats																
Forage puits d'appréciation 1																
Forage puits d'appréciation 2																
Analyse des résultats																
Forage puits d'appréciation 3																
Forage puits d'appréciation 4																

Figure 2 : Calendrier prévisionnel de l'opération. Source : dossier, volume 2, pièce B.

Que ce soit dans le volume 1 (mémoire des travaux) ou dans l'étude d'impact (description du projet), chaque opération est décrite de façon très détaillée. À ce stade, le dossier reste néanmoins imprécis sur l'enchaînement des différentes opérations, notamment sur le nombre maximal d'opérations couvertes par la demande dans l'hypothèse la plus complète et sur les critères et conditions qui conduisent à engager chaque opération, au vu des résultats de la précédente, le cas échéant en liaison avec l'autorité concédante et l'autorité de police (voir § 1.3). Par exemple, il n'est pas précisé si les quatre puits d'appréciation pourront ou non faire l'objet d'essais de puits. La description du projet évoque également la possibilité d'un essai de production avec une installation temporaire de surface, sans y revenir dans l'analyse des impacts.

L'Ae recommande de compléter la description du projet, en précisant le nombre maximal d'opérations prévues pour chaque étape du projet afin de pouvoir appréhender l'enveloppe maximale de ses impacts, ainsi que les points d'arrêt, critères et conditions qui conduiront à engager l'étape suivante au vu des résultats de l'étape précédente.

Les besoins logistiques des opérations seront préférentiellement recherchés en Guyane, avec une base sur la zone du port de Dégrad des Cannes. Le soutien logistique de la MODU en surface est assuré par deux bateaux complémentaires. Les opérations au fond sont assistées et surveillées par des robots sous-marins. La MODU et les fluides de forage seront apportés de pays disposant déjà

des équipements et capacités spécifiques (les plus proches étant au Guyana et à Trinidad-et-Tobago).

Les matériels sont acheminés par bateau et le personnel par hélicoptère.

Le coût de la seule partie ferme du projet est de 100 millions d'euros, mais son coût total potentiel n'est pas mentionné¹⁴. Le coût de la fermeture d'un puits est estimé entre 7 et 14 millions d'euros.

1.3 Procédures relatives au projet

Le projet est soumis à autorisation par l'article L. 162-6-1 du code minier, au regard des dangers ou inconvénients qu'il peut représenter notamment pour l'environnement (intérêts protégés par l'article L. 161-1 du même code). Cette autorisation a vocation à être accordée par le préfet de Guyane. Le projet est soumis à évaluation environnementale et doit faire l'objet d'une enquête publique, en conformité avec les dispositions du décret n° 2006-649 du 2 juin 2006. Il a été oralement indiqué aux rapporteurs qu'elle est pour l'instant prévue au cours des mois de juillet et d'août 2018.

Le maître d'ouvrage a procédé à une consultation du public sur une base volontaire, dont le bilan est fourni dans le dossier.

Le dossier indique que les travaux d'exploration ne paraissent s'inscrire dans aucune des rubriques soumettant le projet à autorisation au titre du code de l'environnement. Tout en précisant qu'il pourra être soumis à une demande de dérogation au titre de l'article L. 411-2 du code de l'environnement (« espèces protégées »), il n'en prévoit pas. Cette question est analysée dans la partie 2 de l'avis.

Le ministre a décidé, dans un courrier du 6 avril 2018, de se saisir de l'étude d'impact de ce projet. Il a également décidé, en application du dernier alinéa du 3° du I de l'article R. 122-6 du code de l'environnement, de déléguer à l'Ae la compétence pour émettre l'avis sur ce projet.

Compte tenu du calendrier du projet rappelé en figure 2, il ressort qu'une grande partie de sa réalisation dépassera l'échéance du permis d'exploration. L'Ae interprète l'autorisation de travaux miniers comme devant fixer les conditions réglementaires de la réalisation du projet pour en garantir la sécurité et la minimisation des impacts.

Compte tenu des dispositions prévues par la loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017, une concession en vue d'une exploitation du gisement ne peut être accordée que si le titulaire du permis en fait la demande avant l'expiration du permis, pendant la validité de celui-ci, soit d'ici au 1^{er} juin 2019. Or, le calendrier du projet ne semble permettre, avant cette date, que la réalisation du premier puits d'exploration, voire un test de puits, sous réserve du respect du calendrier très contraint fourni aux rapporteurs¹⁵. Si un permis d'exploitation était accordé d'ici au 1^{er} juin 2019,

¹⁴ Ce qui ne permet pas de savoir dans quelle mesure il est susceptible de relever de l'article R.121-5 11° du code de l'environnement, relative à la saisine de la Commission nationale du débat public

¹⁵ En particulier, le décret n° 2006-649 du 2 juin 2006 requiert, qu'une fois l'autorisation de travaux miniers accordés, le pétitionnaire doit notifier son « programme de travaux » à l'autorité de contrôle (le préfet et la direction de l'environnement, de l'aménagement et du logement de Guyane) au moins trois mois avant le début des travaux.

l'Ae s'interroge sur les informations et données attendues des quatre puits d'appréciation (voire de tests de production) qui ne pourront être réalisés qu'ultérieurement¹⁶.

Pour la complète information du public au moment de l'enquête publique, l'Ae recommande à l'ensemble des parties concernées (État, CTG, TEPGF) de préciser l'articulation entre les travaux projetés et une éventuelle demande de permis d'exploitation. En particulier, elle recommande de clarifier :

- les opérations du projet qui pourront être réalisées sans nouveau permis, une fois autorisées au titre des travaux miniers ;***
- les critères et conditions minimales nécessaires à l'octroi d'un permis d'exploitation et, en conséquence, les suites qui pourraient être données au projet en cas d'octroi d'un tel permis par la CTG.***

La France a ratifié la convention de Carthagène¹⁷ pour la protection et la mise en valeur des milieux marins dans les Caraïbes. Parmi les pays voisins d'Amérique du Sud, seul le Guyana est partie à la convention, mais il ne l'a pas ratifiée. Indépendamment du statut de chaque pays au regard de cette convention, il serait utile de préciser de quelle façon les pays voisins sont informés du projet et de ses conséquences potentielles, une marée noire étant susceptible d'atteindre leur côte et leur zone économique exclusive¹⁸ dans le scénario le plus défavorable. La directive 2013/30/UE prévoit d'ailleurs des dispositions de nature similaire¹⁹. Le dossier ne l'explique pas.

L'Ae recommande de préciser les obligations qui incombent aux autorités publiques françaises au titre de la convention de Carthagène et de la directive 2013/30/UE vis-à-vis du projet et de quelle façon les pays voisins sont informés, voire consultés, selon les obligations prévues par ces textes internationaux.

1.4 Principaux enjeux environnementaux relevés par l'Ae

Pour l'Ae, les principaux enjeux environnementaux du projet sont les suivants :

- la préservation des milieux naturels (habitats naturels marins) et des espèces associées (avifaune, faune marine), la qualité de ces habitats étant reconnue comme exceptionnelle au niveau mondial, à la fois pour leurs fonctionnalités propres et pour leur rôle de refuge***

¹⁶ En particulier, le secteur Est a finalement été abandonné au vu des résultats des quatre puits d'appréciation.

¹⁷ <http://www.cep.unep.org/cartagena-convention/le-texte-de-la-convention-de-cartagena>. La France a accueilli la conférence des Parties de cette convention en Guyane du 13 au 17 mars 2017.

Article 8 : « Les Parties contractantes prennent toutes les mesures appropriées pour prévenir, réduire et combattre la pollution de la zone d'application de la Convention, résultant, directement ou indirectement, d'activités relatives à l'exploration et à l'exploitation du fond de la mer et de son sous-sol ».

Article 12 : « En ce qui concerne les évaluations visées au paragraphe 2, chaque Partie contractante élabore, avec l'assistance de l'Organisation si elle en fait la demande, des procédures aux fins de la diffusion d'informations et il lui est loisible, le cas échéant, d'inviter les autres Parties contractantes qui peuvent être touchées à procéder avec elle à des consultations et à formuler des observations ».

¹⁸ Une zone économique exclusive (ZEE) est, d'après le droit de la mer, un espace maritime sur lequel un État côtier exerce des droits souverains en matière d'exploration et d'usage des ressources.

¹⁹ Article 31

3) "Lorsque les effets transfrontières prévisibles d'accidents majeurs risquent d'affecter des pays tiers, les États membres mettent, sur une base de réciprocité, des informations à la disposition des pays tiers concernés".

5) " Les États membres testent périodiquement leur état de préparation en vue d'une intervention efficace en cas d'accident, en coopération avec les États membres susceptibles d'être touchés, les agences compétentes de l'Union et, sur une base de réciprocité, les pays tiers susceptibles d'être touchés. La Commission peut participer à des exercices visant essentiellement à tester les mécanismes d'urgence transfrontières".

pour de nombreuses espèces, notamment face au changement climatique et aux pressions croissantes dans les zones moins profondes,

- les effets des polluants sur les sédiments et le benthos associé et sur la qualité des eaux marines,
- les effets du bruit sous-marin, notamment lors des tirs d'explosifs d'une intensité significativement plus élevée que celle du forage,
- les conséquences sur les écosystèmes en cas de marée noire.

S'y ajoutent deux enjeux importants : la capacité du projet à permettre d'évaluer et de maîtriser ses impacts et ceux d'une éventuelle phase d'exploitation sur l'environnement marin, alors que la connaissance des milieux marins au large de la Guyane reste encore largement insuffisante ; et plus largement à l'échelle de la planète²⁰, les conséquences d'un développement de l'exploitation d'hydrocarbures fossiles par la France dans le contexte de ses engagements pris lors de la 21^{ème} conférence des Parties de la convention-cadre des Nations Unies sur le changement climatique, conclue par l'accord de Paris, de son plan climat et du principe de l'abandon de l'exploitation d'hydrocarbures après 2040.

2 Analyse de l'étude d'impact

Dans son ensemble, le dossier est bien construit. Il s'attache à décrire de façon aussi compréhensible que possible les caractéristiques d'un projet très technique, nécessitant une organisation complexe, ainsi que celles des milieux qu'il est susceptible d'affecter, en s'appuyant sur une illustration abondante et de nombreuses photos. En dépit d'un effort didactique important, il ne parvient pas à éviter les difficultés de compréhension de systèmes complexes, faisant référence très souvent à des termes anglais constituant une référence commune pour le secteur de l'exploration pétrolière. La forme est particulièrement dense, détaillée et compacte.

Le niveau de connaissance des milieux marins est, en règle générale, significativement plus faible que pour les milieux terrestres. C'est d'autant plus vrai pour ce projet, les connaissances des fonds marins au large de la Guyane étant dans l'ensemble encore peu documentés, *a fortiori* au-delà du plateau continental. L'étude d'impact témoigne d'une réelle volonté d'améliorer l'état des connaissances, pour pouvoir apprécier le mieux possible les enjeux environnementaux du projet et réduire l'ampleur des incertitudes, ce qui ne peut totalement pallier les lacunes préexistantes.

Néanmoins, pour certains volets, la démarche « éviter, réduire, compenser » n'est présentée que très partiellement, alors que les retours d'expérience pour des projets de même nature permettraient de mieux les analyser, de mieux démontrer les conclusions proposées voire, dans certains cas, de ne pas rester silencieux. La faiblesse de certains volets importants pour appréhender les impacts et les risques du projet apparaît ainsi particulièrement préoccupante (toxicité des produits utilisés, impact sur la macrofaune marine, modélisation des conséquences d'une marée noire), l'analyse les concernant étant alors nettement incomplète.

²⁰ Le dossier identifie le potentiel de cette formation à 800 millions de barils de pétrole.

2.1 Analyse de l'état initial

2.1.1 Éléments généraux

Cette analyse s'appuie *a priori* sur une exploitation méthodique des publications existantes. Elle s'appuie également, pour certains paramètres, sur le suivi de la précédente campagne d'exploration dans le secteur sud-est du permis. Elle est complétée par un ensemble de campagnes et d'études diligentées par le maître d'ouvrage au bénéfice de ce dossier. En particulier, dans la foulée du dernier arrêté ministériel de prolongation du permis d'exploration, une campagne de trois phases d'observation a été réalisée en octobre et novembre 2017. Ces résultats ont été présentés à plusieurs parties prenantes en février 2018 et sont pris en compte par le dossier. Une nouvelle campagne est engagée depuis janvier 2018 afin de compléter les informations disponibles sur une période de l'année similaire à celle du forage d'exploration prévu, mais ses résultats sont annoncés pour fin mai ; ils ne figurent donc pas dans le dossier soumis à l'Ae. Dès lors qu'ils devraient être disponibles au moment de l'enquête publique, il paraît nécessaire de les joindre au dossier.

Selon des informations communiquées oralement aux rapporteurs, la précédente campagne d'exploration avait été suivie par un comité de suivi et de concertation, dont l'ensemble des travaux avaient été mis en ligne sur un site Internet, ce site n'étant plus accessible aujourd'hui.

Dans un objectif de capitalisation des connaissances, de continuité et de cohérence entre les différentes campagnes et, au final, pour une complète information du public, l'Ae recommande :

- de rendre de nouveau accessibles les données et comptes rendus du comité de suivi et de concertation de la précédente campagne d'exploration,***
- de mettre à disposition du public les données recueillies lors de la dernière campagne,***
- et de préciser les modalités de concertation prévues pour suivre les différentes étapes de ce projet.***

Pour chaque compartiment, l'analyse de l'état initial se conclut par une comparaison de l'évolution de l'environnement dans les quatre prochaines années avec ou sans réalisation du projet. Globalement, l'analyse des enjeux est bien proportionnée.

2.1.2 Zones d'étude

Le dossier définit deux zones d'étude :

- la zone d'étude rapprochée, prenant en compte une zone de 12 km autour de chaque puits potentiel, « *soit 3 fois la distance des impacts directs identifiés par la modélisation* ». Elle correspond approximativement à la partie centrale du permis d'exploration et couvre environ 3 000 km² (34 x 86 km) de la plaine abyssale ;
- la zone d'étude éloignée, couvrant l'ensemble du permis et prenant en compte la ZNIEFF²¹ de type 2 « Est du talus continental », une partie de la ZNIEFF de type 2 « Plateau

²¹ Lancé en 1982 à l'initiative du ministère chargé de l'environnement, 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

continental » ainsi que l'extrémité du plateau continental « *en raison de la présence [de la] zone de récifs mésophotiques²²* », délimitée à l'est et à l'ouest par les frontières nationales.

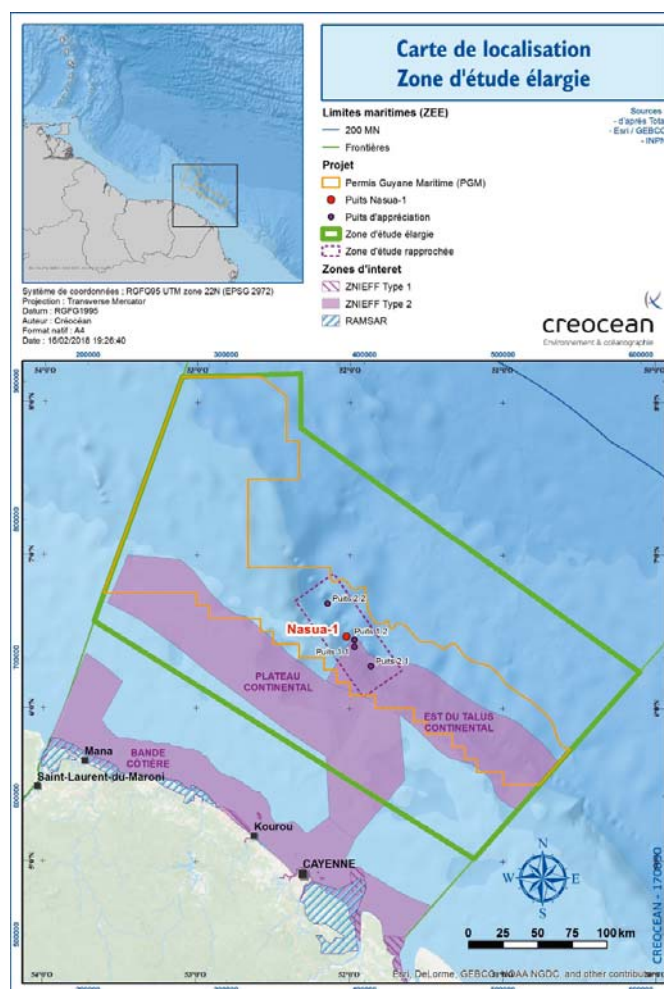


Figure 3 : zones d'étude rapprochée (tiret noir) et éloignée (trait vert) de l'étude d'impact (Source : dossier).

L'Ae s'est, dans un premier temps, interrogée sur le contour complexe des ZNIEFF, semblant correspondre à des écosystèmes distincts interconnectés. Toutes les parties interrogées par les rapporteurs ont confirmé que, dans l'état des connaissances disponibles lors de leur définition, les périmètres correspondraient à des contours délimitant approximativement des zones d'inventaire homogènes. Les campagnes réalisées récemment conduisent à s'interroger sur la délimitation du talus continental au sein de la zone d'étude éloignée, notamment sur son côté ouest.

En l'espèce, une étude d'impact doit intégrer, pour chacun des impacts étudiés, une échelle d'évaluation adaptée. Celle-ci nécessiterait en particulier d'être élargie pour la macrofaune marine, dont les aires de reproduction, d'alimentation et de migration dépassent les frontières orientales et occidentales : il serait au moins opportun de tenir compte des similitudes entre le littoral guyanais et le littoral des pays voisins, tenant compte de la morphologie des fonds, des courants marins aux différentes profondeurs, ainsi que de l'influence de l'embouchure de l'Amazonie et de son apport d'eau douce et de matières en suspension sur le littoral nord du

modifiés, offrant des potentialités biologiques importantes.

²² Voir § 2.1.2.1. Un récif corallien mésophotique est un récif situé à une profondeur moyennement éclairée, entre la surface et les grands fonds (mésophotique signifie relatif à la lumière) (source : wikipédia).

continent sud-américain. La conclusion de l'étude d'impact dès le début de l'analyse selon laquelle « *la zone est suffisamment étendue pour qu'en dehors, les impacts du projet puissent être estimés comme inexistantes* » paraît au moins prématurée et contredite par les conclusions de l'étude d'impact elle-même (voir § 2.3), en particulier en situation accidentelle.

2.1.3 Analyse des différents compartiments

Ne sont repris ci-dessous que les caractéristiques de l'environnement qui présentent la sensibilité la plus importante.

2.1.3.1 Physico-chimie de l'atmosphère et de l'océan

Le principal courant marin est le « courant Nord-Brazil », prolongement du courant sud équatorial qui traverse l'océan Atlantique d'est en ouest, longe les côtes du nord de l'Amérique du sud (« courant des Guyanes » à partir de la Guyane française) et peut remonter jusqu'aux Caraïbes. Au sein de la zone d'étude, ce courant fait l'objet de réflexions vers l'est (voir figure 4) : des tourbillons (ou « eddies ») apparaissent au niveau du front de réflexion puis se déplacent vers le nord-ouest à une vitesse estimée de 7 à 14 km/h pour une durée de vie d'environ 3 à 4 mois²³.

Les puits projetés sont situés au cœur de ce front de réflexion (voir figure suivante).

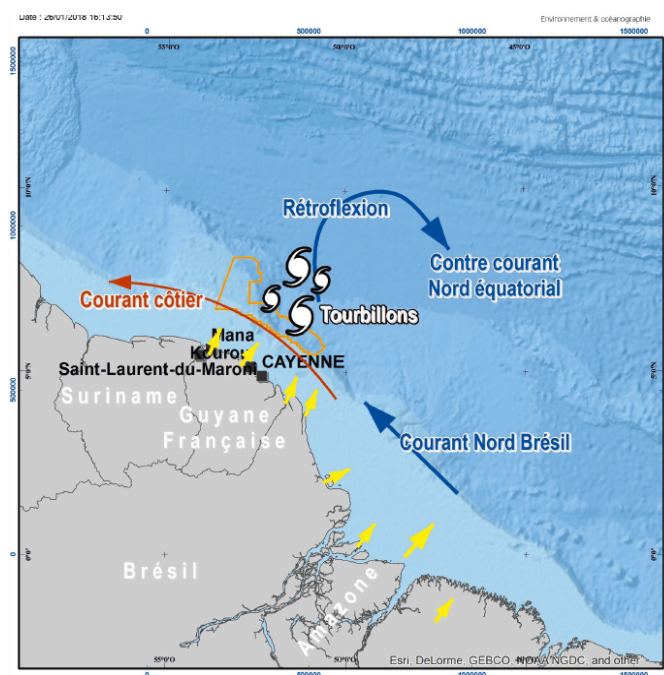


Figure 4 : Circulation hydrodynamique en Guyane (Source : étude d'impact).

Les eaux douces des fleuves continentaux chargées en nutriments se déversent et enrichissent toute l'année les eaux côtières. Selon le dossier, cet enrichissement est sans doute l'un des facteurs à l'origine de l'abondance avérée des stocks halieutiques et de la présence au large de nombreuses espèces remarquables. Pendant les périodes de réflexion, ces eaux sont transportées vers le centre de l'Atlantique et non plus vers les côtes guyanaises, avec l'ensemble des conséquences prévisibles sur la physico-chimie de la colonne d'eau (température, salinité, turbidité...).

²³ Leur diamètre peut atteindre 400 km et avoir une influence jusqu'à 1 000 mètres de profondeur

Au niveau de la zone d'étude rapprochée, la description de la stratification verticale des colonnes d'eau complète cette description de la courantologie : le courant de surface génère une première couche d'eau peu salée en surface (0–15 mètres) ; la couche d'eau sub-superficielle (15–220 mètres), plus froide et très salée, est dirigée par le courant profond nord-équatorial ; la couche comprise entre 220 et 1 200 mètres correspond à de "l'eau antarctique intermédiaire", froide et très légèrement dessalée, en provenance de l'océan Austral ; l'eau profonde de l'Atlantique sud (après 1 200 mètres), froide et de salinité normale, trouve son origine en mer du Labrador.

Pour ce qui concerne la géologie, la bathymétrie et le transport sédimentaire, la configuration de la zone d'étude résulte de la séparation de l'Afrique et de l'Amérique du sud, puis d'une sédimentation alimentée par les fleuves Amazone et Orénoque. L'aléa sismique est très faible, de même que l'aléa tsunami.

Se succèdent, à partir de la côte :

- le plateau continental, plateforme à pente faible, d'une profondeur entre 0 et 200 mètres, d'une largeur comprise entre 120 et 170 kilomètres ;
- le talus continental, où les fonds s'abaissent brutalement de 200 mètres à 2 000 mètres de profondeur. Il est entaillé par des canyons sous-marins plus ou moins profonds par lesquels transite le matériel sédimentaire. Cet abaissement est plus progressif à l'ouest de la zone d'étude élargie (plateau de Demerara) ;
- la plaine abyssale qui s'abaisse plus progressivement au-delà de 4 000 mètres de profondeur au nord de la zone économique exclusive.

Le projet se situe au début de la plaine abyssale, à une vingtaine de kilomètres du talus, dans un milieu principalement envasé par les sédiments qui en descendent, et dont le dossier souligne l'instabilité.

Les eaux superficielles sont chaudes et salées. La salinité est constante, la température est stable autour de 5° au dessous de 800 mètres. Les eaux sont turbides dans les cent premiers mètres. Aucune contamination chimique n'est à signaler. Les sédiments proches du forage, mélange de sables vaseux, de vases sableuses et de vases pures sont relativement pauvres en matière organique et exempts de contamination. En particulier, les teneurs en éléments trace sont relativement homogènes et inférieurs aux seuils définis par la réglementation. Elles sont voisines du bruit de fond, légèrement supérieures pour l'arsenic et le nickel.

2.1.3.2 Biologie marine

À l'échelle de la zone d'étude éloignée

Une publication récente référencée par le dossier²⁴ indique le développement de récifs carbonatés s'étendant de manière discontinue sur la plateforme externe du Brésil, ce dont témoigne l'état initial pour la partie située au large de la Guyane.

Le secteur correspondant dans la zone d'étude éloignée constitue, selon le dossier, une « zone rocheuse, pouvant être qualifiée de récif biogénique ». Ceux de ces récifs, situés en zone tropicale,

²⁴ Moura et al. (2016) : "An extensive reef system at the Amazon river mouth" (<https://doi.org/10.1126/sciadv/1501252>)

dont la profondeur réduit l'accès des espèces à la lumière, sont qualifiés de mésophotiques. Le dossier souligne qu'« il a été suggéré que ce type de récifs joue un rôle crucial dans la résilience globale des systèmes marins, en permettant notamment la connectivité entre plusieurs milieux et en fournissant un refuge à diverses espèces face au changement climatique et aux diverses pressions croissantes dans les zones moins profondes » et que ces récifs profonds sont également un lieu de frai privilégié par de nombreuses espèces de poissons récifaux²⁵. Le dossier indique que « ce type d'habitat écologique semble bien constituer un prolongement de la zone récifale observée au Brésil jusqu'à la frontière guyanaise ».

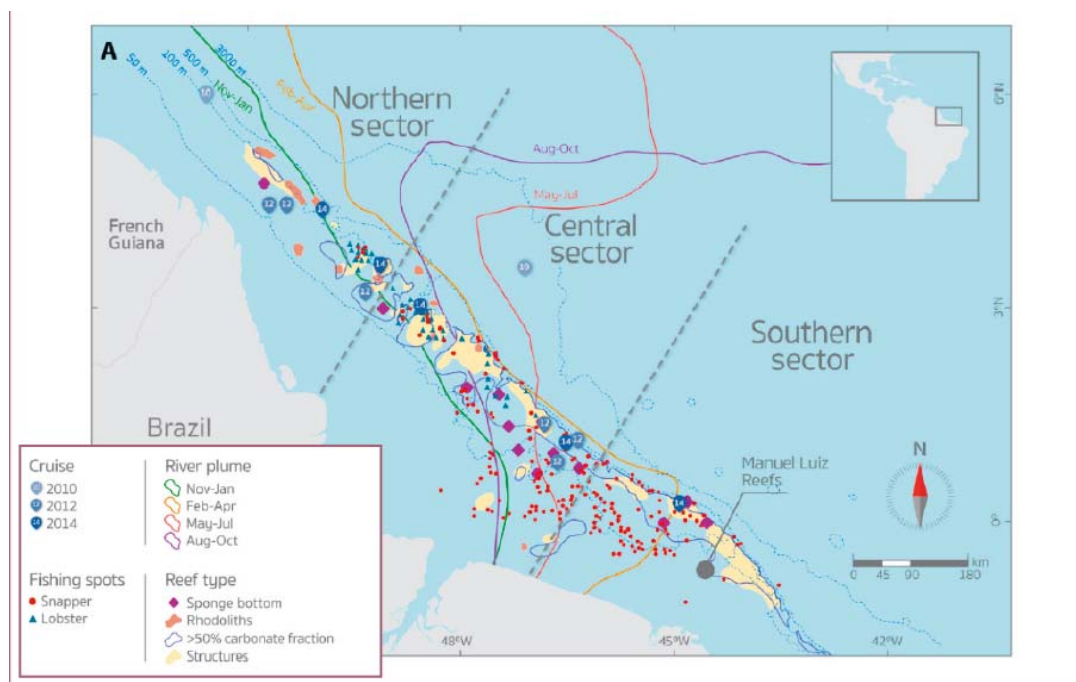


Figure 5 : Plateau amazonien : habitats benthiques, pêche et panache de l'Amazone. Source : Moura et al. 2016. Les récifs correspondent aux surfaces colorées

L'ensemble des campagnes réalisées récemment²⁶ confirment cette analyse, ces récifs constituant un réservoir biologique majeur. C'est ce que le dossier démontre pour tous les types de milieux et d'espèces (mollusques, crustacés, ichtyofaune, macrofaune dont mammifères (cétacés, siréniens), tortues marines, oiseaux marins...). Selon les informations recueillies par les rapporteurs, les observations réalisées à l'appui du dossier témoignent de la présence d'une biodiversité jusqu'à maintenant peu inventoriée voire insoupçonnée²⁷.

Le plancton est significativement plus abondant sur le plateau qu'au large, compte tenu de la vitesse du courant. En revanche, l'étude souligne une diversité particulièrement importante à 160 km des côtes, dans l'attente de compléments en cours (« le nombre d'espèces observé est très important »).

L'analyse de la macrofaune benthique s'appuie plus particulièrement sur une campagne réalisée en 2009 pour le compte de l'État. La densité de la macrofaune s'accroît avec l'éloignement des côtes, les densités les plus importantes ayant été quantifiées à l'aplomb du talus continental.

²⁵ L'analyse complète est développée dans les pages 39 à 41 de la pièce D3 de l'étude d'impact

²⁶ Sur un secteur de 630 km², entre 77 et 165 mètres de profondeur, au sud de la zone d'étude rapprochée

²⁷ « La zone de forte biodiversité littorale en Guyane semble s'être déplacée des petits fonds vers la rupture de pente du plateau continental où le substrat dur affleure et les conditions de vie sont probablement plus stables ».

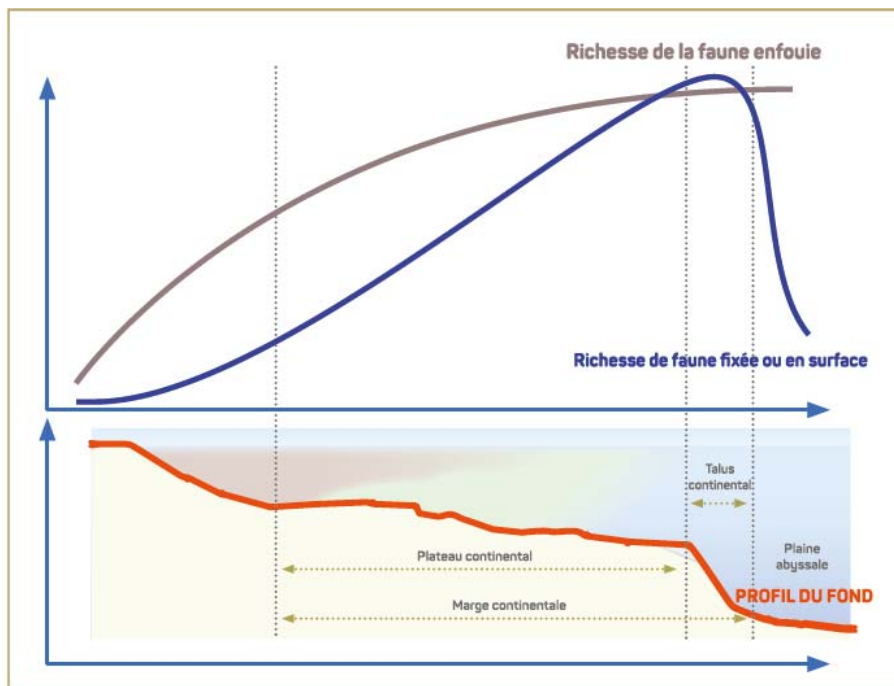


Figure 6 : évolution de la richesse de la faune benthique en fonction de la distance à la côte (source : dossier)

Sur 169 espèces de poissons inventoriées au cours des différentes campagnes menées jusqu'à une profondeur de 300 mètres, 43 sont mentionnées sur la liste rouge de l'UICN, dont 11 sur 12 espèces de raies. 12 espèces sont considérées comme menacées²⁸. Les pêches scientifiques ont montré des effectifs et des biomasses plus importants sur le secteur à l'interface entre le plateau et le talus continental (entre 100 et 275 mètres de profondeur).

Les informations concernant les tortues marines confirment que la Guyane est un territoire majeur pour leur reproduction. Cinq espèces, toutes protégées, peuvent y être observées et trois y nidifient régulièrement (Tortue luth, Tortue olivâtre et Tortue verte). Ce sont les seules espèces, dans le dossier, pour lesquelles des données de population et de migration (dans tout l'Atlantique Nord) et les périodes de reproduction sont fournies. Elles reposent essentiellement sur des observations aériennes ou de surface, réalisées au niveau du plateau continental, ainsi que sur des suivis d'individus porteurs de balises réalisés par des associations (Kwata).

La zone d'étude constitue une zone de fréquentation forte et de diversité élevée pour les cétacés²⁹ : « l'hypothèse que les eaux guyanaises seraient une zone de mise bas et de nurserie semble se confirmer pour plusieurs espèces (cachalot, grand dauphin et possiblement baleine à bec) ». Les observations confirment cette présence sur le plateau, sur le talus ou au large. Néanmoins, pour ces espèces, l'étude d'impact ne semble pouvoir s'appuyer que sur des connaissances fragmentaires. En particulier, la « responsabilité »³⁰ des eaux guyanaises au regard des eaux des pays voisins et, plus globalement, de l'Atlantique Nord ou de l'Atlantique Sud, n'est pas précisée : le dossier ne fournit aucune information sur les populations, et seulement quelques

²⁸ Espèces en danger critique d'extinction (Mérrou géant, Ange de mer, Requin demoiselle, Raie torpille de Bancroft). La Raie manta, le Requin pélerin et les Requins marteaux figurent également à l'annexe 2 de la convention CITES, sur le commerce international des espèces de faune et de flore sauvages menacées d'extinction).

²⁹ Des couples mères / petits de baleine à bosse y ont même été observés à plusieurs reprises.

³⁰ Par « responsabilité », l'Ae entend d'une part, pour les espèces, le poids de l'effectif fréquentant le secteur à une saison, ou à une autre par rapport à l'effectif de l'ensemble de la zone biogéographique sur laquelle la population est présente, d'autre part, pour les habitats et les biocénoses, l'importance des surfaces couvertes par rapport aux surfaces totales estimées au niveau de la zone biogéographique.

indications sur leur comportement. Ceci constitue une incertitude forte tant sur leur effectif global, sur leur répartition territoriale, mais aussi verticale dans la colonne d'eau, que sur leur vulnérabilité aux impacts du projet.

47 espèces d'oiseaux marins ont été observées dans les eaux guyanaises ; plusieurs espèces se reproduisent en Guyane, notamment à environ 20 km des côtes dans les îles du Salut et du Connétable. Ces oiseaux sont observés dans l'ensemble de la zone d'étude élargie, avec des secteurs préférentiels selon les espèces. Comme pour les mammifères marins, l'étude d'impact reconnaît ne pas pouvoir spécifier la responsabilité des eaux guyanaises, tout en relevant la richesse du talus continental.

À l'échelle de la zone d'étude rapprochée

L'analyse précédente s'appuie notamment sur une cartographie détaillée de la sensibilité des habitats et de la faune benthique du secteur en limite du plateau continental sur le secteur inventorié. Elle semble représentative de l'extrémité du plateau continental et du début du talus continental sur l'ensemble de la limite sud du permis (d'autant plus que les habitats diagnostiqués comme les plus sensibles sont situés au nord-ouest).

En revanche, les informations sur la zone d'étude rapprochée sont plus qualitatives et s'appuient principalement sur une analyse des données existantes, confirmant « *une vie diversifiée, mais toutefois essentiellement enfouie* » dans les sédiments³¹. Le nombre d'espèces de poissons, en « *préoccupation mineure* » de la liste de l'UICN, est beaucoup plus limité que sur le plateau ou le talus (12). Pour les tortues et les mammifères marins, le dossier ne fournit aucune information spécifique. La zone d'étude rapprochée est décrite comme fréquentée par les oiseaux marins pélagiques (puffins, océanites, sternes, labbes). L'Ae souscrit à la conclusion prudente de l'étude d'impact, selon laquelle même si l'habitat est moins attractif pour de nombreux taxons, la zone rapprochée bénéficie en partie de la richesse biologique du talus continental.

2.1.3.3 Milieux terrestres et côtiers

Les milieux naturels terrestres et côtiers sont également très riches : trois sites Ramsar³² littoraux (Basse Mana, Marais de Kaw et île du Grand Connétable, estuaire du fleuve Sinnamary) et six réserves naturelles nationales (dont trois au voisinage des sites Ramsar) sont correctement décrits. Les sites littoraux font partie des aires marines protégées répertoriées par l'agence française pour la biodiversité.

2.1.4 Contexte socio-économique

La Guyane connaît une forte croissance démographique, à la fois du fait du solde naturel et de l'immigration des pays voisins (Surinam, Guyana, Haïti, Brésil).

³¹ Cf Figure 6. Pour les profondeurs au delà des 130 mètres, la macrofaune benthique enfouie dans le sédiment atteint plusieurs centaines d'espèces appartenant à des groupes variés comme les annélides ou vers polychètes, les crustacés et les mollusques.

³² 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 1^{er} décembre 1986.

L'économie de la Guyane est dominée par le secteur tertiaire. Le secteur primaire ne contribue que pour 4 % à la production de valeur ajoutée. En particulier, le secteur de la pêche est peu développé : il s'agit principalement d'une pêche côtière ou à la crevette sur le plateau continental³³. La pêche aux vivaneaux, la plus proche du talus, est pratiquée par des navires des territoires voisins (Vénézuéla, Brésil, Antilles). Le dossier souligne également l'ampleur de la pêche illégale (2,5 à 3 fois le volume de la pêche légale).

Le dossier fournit également une quantification de la densité du trafic maritime en relation avec les principales lignes de fret et avec les implantations du grand port maritime. Les sites fréquentés par les navires de plaisance sont également mentionnés non loin des côtes.

D'autres équipements ou activités susceptibles d'interagir avec le projet sont également correctement décrits : câbles sous-marin, activité du site de Kourou et risques associés...

Tant le dossier que les entretiens des rapporteurs avec les acteurs locaux ont confirmé que les forages d'exploration devraient avoir peu de retombées socio-économiques directes pour la Guyane : le grand port maritime a prévu d'accueillir quelques activités de soutien. En revanche, en cas d'exploitation, l'État et la CTG percevront des royalties proportionnelles aux volumes extraits, outre les éventuelles activités à assurer à proximité de la plateforme pétrolière.

2.1.5 Analyse des documents de planification

Cette analyse est conduite, dans le dossier, avant la synthèse des sensibilités environnementales. Elle n'appelle pas de remarque particulière pour les documents de planification régionale. En revanche, pour les documents à visée nationale, elle ne fait référence qu'à la loi sur l'eau. Pour un tel projet, on s'attendrait au moins à ce que cette analyse porte également sur le plan climat, la stratégie nationale bas carbone et la programmation pluriannuelle de l'énergie de Guyane, pour les phases d'exploration et d'exploitation, puisque l'objectif de la première phase est d'évaluer l'intérêt de la seconde.

L'Ae recommande d'analyser la compatibilité de l'ensemble exploration / exploitation avec les planifications nationales et territoriales relatives à l'énergie et au climat.

2.2 Analyse de la recherche de variantes et du choix du parti retenu

L'Ae estime utile pour la prise en compte de l'environnement, de s'interroger sur le scénario qui consisterait à ne pas réaliser le projet (ne rien faire). Le fait que la loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 ait à la fois prévu l'arrêt de l'exploitation des hydrocarbures en 2040 et maintenu des dispositions transitoires spécifiques applicables à ce projet, répond néanmoins implicitement à cette question, sans préjuger de l'acceptabilité du projet au regard des risques pour l'environnement et de l'interprétation du principe de précaution au cas d'espèce. Le dossier analyse par ailleurs les différentes énergies alternatives possibles ; une telle analyse ne semble possible qu'en se référant aux planifications énergétiques découlant de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (cf. § 2.1.5).

³³ Le dossier recense 120 navires actifs, dont 16 pour la pêche au large et 7 mixtes « côtier / au large ». Les rapporteurs ont été informés qu'il n'existe aucune licence active en Guyane de bateau dans le segment hauturier de plus de 12 mètres.

La justification d'opérations offshore au large de la Guyane découle *a priori* de la séparation des plaques tectoniques continentales américaine et africaine, les deux littoraux présentant les mêmes opportunités pour les ressources pétrolières.

Compte tenu de l'organisation opérationnelle du projet et du fait que l'opérateur du forage n'est pour l'instant pas identifié, l'analyse des choix et justifications du projet est limitée par la méconnaissance des options que les candidats pourraient proposer. Seule la question du choix des fluides de forage est discutée, le dossier ne pouvant aller au delà, à ce stade, d'une évaluation conservatrice des impacts dans l'attente des caractéristiques de ceux du contractant retenu : « *Certains choix ont été fait, comme par exemple : la suppression de surfactant dans le fluide de forage, la réduction des volumes utilisés et la présélection de fluides de forage à partir de la méthodologie Ospar* », ce qui indique implicitement que plusieurs choix, destinés à éviter ou réduire certains impacts environnementaux, semblent avoir été pris en compte dans le cahier des charges pour désigner le futur opérateur du forage³⁴.

L'Ae recommande d'explicitier les dispositions du cahier des charges pour désigner le futur opérateur du forage correspondant à des mesures d'évitement, de réduction ou de compensation évoquées dans le dossier et le poids de ces mesures dans le choix du prestataire.

De surcroît, au moment de l'enquête publique, TEPGF aura choisi son principal prestataire. La démarche « éviter, réduire, compenser » devra être conduite jusqu'à son terme de façon conjointe et solidaire avec lui, à la fois pour la complète information du public au moment de l'enquête publique, mais surtout au moment de la notification de son « programme de travaux » (voir note 11).

L'Ae recommande de compléter et finaliser la démarche « éviter, réduire, compenser » et la justification des choix retenus pour le projet, une fois le contractant principal de forage identifié, à temps pour l'enquête publique.

L'Ae relève néanmoins qu'elle rend son avis en méconnaissance des résultats de cette démarche. L'analyse des impacts qui suit pourrait devoir être actualisée en cas de modification substantielle du projet apportée par rapport aux choix et mesures retenus par TEPGF dans le dossier soumis à l'Ae.

2.3 Analyse des impacts du projet et mesures d'évitement, de réduction et de compensation

2.3.1 Éléments généraux

Cette partie est conduite de manière proportionnée aux enjeux et tire bien profit de l'analyse de l'état initial. Elle montre qu'en fonctionnement normal, les opérations sont susceptibles d'impacts relativement maîtrisés et ne nécessitent pas de mesure compensatoire, le dossier estimant que l'évitement et la réduction des impacts potentiels sont suffisants – sans toujours une argumentation développée pour étayer cette position.

³⁴ Le choix a également été fait de requérir un système de positionnement dynamique de classe optimale, tant pour des raisons techniques qu'environnementales, pour garantir la position de la MODU, y compris dans des conditions dégradées.

Toutefois, elle présente parfois les impacts unitaires des opérations de forage et de test d'exploration sans toujours clairement préciser comment en déduire les impacts de l'ensemble du projet constitué du forage d'exploration, du test de production, et des quatre puits d'appréciation, y compris lors de la fermeture de tous les puits.

L'Ae recommande de compléter la présentation des impacts en l'indiquant lorsqu'ils ne portent que sur un forage d'exploration, et en précisant systématiquement les impacts de l'ensemble du projet.

2.3.2 Les rejets en mer

Les quantités susceptibles de définir l'ampleur des impacts et mises en jeu lors des opérations (« termes source ») sont présentées de manière assez détaillée – à la réserve près de la composition des fluides de forage qui n'est pas précisément mentionnée. Ainsi, les volumes de déblais pour un puit sont estimés à 2 000 tonnes pour la première phase du forage (fluide à base d'eau de mer et rejets sur le fond marin) et à environ 2 500 tonnes pour la phase suivante avec un fluide synthétique NABM.

Les additifs de ces fluides sont mentionnés de manière générique en quantité de produit adsorbée³⁵ sur déblais, par exemple pour le fluide à base d'eau de mer : « agent alourdissant 1 » 2 043,4 tonnes, « agent alourdissant 2 » 2 470 tonnes, bactéricide 4,3 tonnes, « agent inhibiteur 1 » 154,8 tonnes, « agent inhibiteur 2 » 25,8 tonnes, « agent de perte de fluide 1 » 77,4 tonnes, « agent de perte de fluide 2 » 28 tonnes, etc. Le dossier s'appuie sur les critères de persistance, de bioaccumulation et de toxicité définis par la convention internationale OSPAR³⁶ : et que les produits présentant au moins deux paramètres sur trois considérés comme conformes seront considérés comme conformes.

Concernant l'utilisation de ciments, les quantités nécessaires ainsi que les additifs utilisés sont aussi mentionnés en estimant la quantité maximale rejetée sur le fond marin : au total 536 t rejetées, dont 268 t de ciment, 99 t de céosphères, 1 t d'antimoussant, 1 t de dispersant, 4 t de viscosant, 4 t de retardateur, 40 t de réducteur de perte de fluide, etc.

La désignation générique de l'ensemble de ces produits ne permet pas une évaluation fine de l'écotoxicité des rejets proportionnée aux milieux et espèces rencontrées – d'autant que les sondages réalisés sur les lieux des précédents forages mentionnent la présence rémanente de certains polluants non mentionnés dans la composition générique fournie pour décrire les fluides, tels le baryum dont les concentrations sont « *particulièrement élevées dans un rayon de 250 m autour des anciens sites de forage* ».

Dès lors que les termes source ont été évalués, les impacts sont déduits en tenant compte de la sensibilité du milieu. La méthode utilisée a cherché à systématiser cette évaluation, ce qui est louable mais a conduit à quelques effets liés aux limites de la systématisation. Ainsi, l'impact dépend notamment de la durée de l'exposition à la nuisance, mais cette partie ne semble pas avoir

³⁵ En chimie, l'adsorption est un phénomène de surface par lequel des atomes, des ions ou des molécules se fixent sur une surface solide (source : Wikipédia).

³⁶ Convention pour la protection du milieu marin de l'Atlantique du Nord-Est : le critère de persistance est considéré comme conforme si la biodégradabilité à 28 jours est supérieure à 60 % ; le critère de bioaccumulation est considéré comme conforme si la substance est non bioaccumulable ; le critère de toxicité est considéré comme conforme si la CL50 (concentration létale) à 96 h est supérieure au seuil de 10 mg/l.

tenu compte de la différence de dynamique des écosystèmes selon la profondeur en mer. En effet, le rythme de la vie en profondeur est plus lent qu'en surface en raison d'un apport moindre d'énergie et de nutriments, induisant les écosystèmes à prendre plus de temps pour se reconstituer après une perturbation (en comparaison avec d'autres sites similaires, une période de recolonisation d'au moins 10 ans est anticipée). Sans méconnaître la difficulté d'une telle prise en compte, il aurait été utile de nuancer selon ce facteur ou d'être plus prudent sur l'évaluation des impacts dans les zones profondes de l'océan.

L'Ae recommande de décrire plus précisément l'écotoxicité des rejets des boues de forage, et de tenir compte dans cette évaluation de la dynamique des écosystèmes sous 2 000 m de mer.

Faute d'informations précises sur les fluides de forage et sur la nature des déblais de forage (ce qui, pour ces derniers, est en partie justifiable pour un forage d'exploration). En dehors de la mention du critère retenu pour le tamisage des déblais de forage, le dossier ne fournit aucune information concernant les déchets solides ne pouvant pas être rejetés en mer. Rien ne garantit *a priori* que les caractéristiques propres de ces déblais ou le critère retenu par le dossier pour pouvoir les immerger (déblais comportant moins de 5 % en masse de fluide de base synthétique) les exonéreraient d'une qualification de déchets dangereux. Par conséquent, le dossier ne comporte aucune méthode de qualification permettant de s'en assurer, ni d'apprécier les volumes des différentes catégories de déchets. Le dossier est en revanche explicite sur le fait que de tels déchets pourraient devoir être gérés à terre, mais que la Guyane ne dispose pas d'installation appropriée, nécessitant alors un traitement en métropole ou une exportation. Le type d'installation susceptible de les éliminer n'est pas évoqué non plus.

L'Ae recommande de préciser les modalités de qualification des déblais de forage au regard de la réglementation applicable aux déchets et de compléter le dossier par une estimation des volumes et des caractéristiques des déchets nécessitant une gestion à terre, ainsi que des précisions quant aux modes d'élimination les plus probables.

Le dossier aborde à juste titre la problématique des eaux de ballast et les risques liés à l'apport d'espèces exotiques envahissantes dans les eaux de ballast. Le dossier indique notamment que la MODU viendra d'une autre région. Tout en précisant que leur rejet sera réalisé en accord avec la convention internationale pour le contrôle et la gestion des eaux de ballast et sédiments des navires de l'Organisation maritime internationale, il serait utile de préciser les prescriptions correspondantes du cahier des charges pour le choix de l'opérateur de forage.

2.3.3 Le bruit

L'évaluation des impacts sonores du projet distingue les deux phases principales susceptibles d'impacts : les forages, où un bruit relativement régulier est produit, et les tests de production, où une explosion est déclenchée dans le trou du forage.

L'évaluation des impacts du bruit de forage montre que ceux-ci sont comparables au niveau de bruit généré par des bateaux, et l'étude estime que leur effet est faible.

Celle des impacts du test de production (perforation par explosif) utilise la méthodologie générale utilisée par l'étude d'impact pour tous les effets : l'impact est évalué par le produit de l'intensité de l'effet, de la sensibilité, et d'un indicateur de la durée et de la fréquence de la perturbation. Cette méthode conduit à sous-estimer les impacts violents mais brefs et ponctuels d'une

explosion, alors que celle-ci est susceptible de produire un dommage permanent. En toute rigueur, il aurait fallu modifier la méthode d'évaluation des impacts au moins lorsque leur niveau est susceptible de franchir un seuil de lésion.

Ainsi, alors que les impacts sonores d'un test de production portent selon les espèces à 70 km (zone de masquage de communications entre cétacés) à 80 km (pour les tortues), voire 85 km (pour les poissons), leur effet est évalué à un niveau « négligeable à faible ».

De plus, l'évaluation du terme source d'un test de production interroge. En effet, l'étude d'impact mentionne que le tir d'une charge de 102 kg de TNT pendant 3 ms produit un niveau sonore large bande de 261 dB ref $1\mu\text{Pa}^2\text{s}@1\text{m}^{37}$, et indique que « *le fait d'enfouir la charge explosive dans le sédiment permet de réduire d'un facteur trois la pression sonore perçue dans le milieu marin ou colonne d'eau* ». Pourtant, la carte des émergences sonores maximales liées au tir d'explosif du puits Nasua (pièce L, annexe 2, figure 32) représente un niveau sonore maximal de 194 dB ref $1\mu\text{Pa}^2\text{s}$ à la verticale de la source et à proximité immédiate du fond. L'Ae n'est pas parvenue à s'expliquer le passage du terme source à cette estimation. Enfin, cette carte montre une émergence sonore de 180 dB ref $1\mu\text{Pa}^2\text{s}$ et plus sur une aire d'une cinquantaine de kilomètres de diamètre (en d'autres termes, l'isophone 180 dB ref $1\mu\text{Pa}^2\text{s}$ est située à environ 25 km du puits).

L'Ae a bien noté les mesures dites de « soft start » pour les forages, caractérisées par une montée progressive du bruit permettant aux espèces qui le peuvent de fuir, et par la surveillance acoustique et visuelle mise en place à bord des navires avant tout tir d'explosifs. Toutefois, vu les distances concernées et étant noté que le seuil de dommages permanents pour les cétacés basses fréquences est de 183 dB ref $1\mu\text{Pa}^2\text{s}$ (155 pour les « *cétacés hautes fréquences* », 185 pour les « *cétacés moyennes fréquences* », 185 pour les pinnipèdes...), il est difficile de souscrire à la conclusion d'une absence d'impacts sans davantage d'explication³⁸.

L'Ae recommande de reprendre la présentation des impacts des bruits ponctuels, particulièrement lors de perforation par explosif, en exposant clairement le lien entre le terme source et la valeur maximale dans la colonne d'eau, et en présentant une carte dont la légende correspond aux aires de dommages permanents et temporaires des différentes espèces.

2.3.4 Les rejets dans l'air

Une estimation des émissions de polluants et de gaz à effet de serre résultat du projet a été effectuée. Les opérations de forage émettent, pour le forage d'un seul puits, de l'ordre de 55 000 t_{eqCO_2} soit l'équivalent de 5,5 % des émissions de l'ensemble de la Guyane. Le brûlage des hydrocarbures lors d'un test de production (gaz et huiles d'exploration représentant 15 275 barils d'huile à 159 l par baril et 250 000 m^3 de gaz) représente 7 500 t_{eqCO_2} .

L'Ae observe que la réalisation de l'ensemble du projet représenterait une augmentation très substantielle des émissions directes de gaz à effet de serre de la Guyane. En outre, cette évaluation ne mentionne pas les émissions indirectes potentielles découlant de l'utilisation des hydrocarbures extraits.

³⁷ Le bruit reçu dans l'eau est évalué en décibel par rapport à une pression de référence de 1 micro pascal (ou dB réf. $1\mu\text{Pa}$). L'adjonction « @1m » indique le niveau du bruit perçu à une distance de 1 mètre de l'émetteur.

³⁸ Cette remarque conduit à s'interroger sur le choix de ne pas solliciter de dérogation à l'interdiction stricte qui porte sur les espèces protégées.

Vu l'importance des rejets atmosphériques liés à la phase d'exploration, l'Ae recommande de prévoir des mesures d'évitement, de réduction ou de compensation proportionnées aux émissions.

Pour la complète information du public, l'Ae recommande de compléter l'évaluation des émissions de polluants et de gaz à effet de serre par une estimation des émissions indirectes potentielles découlant de l'utilisation ultérieure des hydrocarbures extraits du gisement.

2.4 Suivi des mesures et de leurs effets

Les mesures de suivi concernent tout particulièrement les volets physico-chimiques et sonores. Au nombre de quatre, elles visent :

- la détection visuelle et acoustique de la mégafaune (en particulier des cétacés),
- des mesures acoustiques du bruit sous-marin pendant les opérations,
- des mesures de la teneur de fluide de base synthétique des déblais (ce qui permet de déterminer s'il est possible de les rejeter en mer ou non),
- une campagne de suivi de la qualité de l'eau, des sédiments, de la macrofaune benthique et de la mégafaune.

Ces suivis seront réalisés pendant les opérations, à l'exception de la dernière qui sera réalisée périodiquement après le forage aux échéances de 1 mois, 6 mois et un an.

Vu la rémanence des effets constatés sur les précédents forages et la nécessité, dans l'éventualité d'une exploitation pétrolière ultérieure, d'améliorer significativement la connaissance des milieux marins afin de pouvoir se prononcer en temps utile sur leurs impacts, l'Ae recommande de prolonger la campagne de suivi de la qualité de l'eau, des sédiments et de la faune jusqu'à la reconstitution des milieux et de la compléter sur les informations faisant défaut dans l'état initial.

2.5 Résumé non technique

Le résumé non technique est synthétique et permet d'appréhender facilement la plupart des enjeux essentiels du dossier.

L'Ae recommande de tenir compte dans le résumé non technique des remarques formulées dans le présent avis.

3 Analyse des dangers majeurs et réponses aux situations d'urgence

Le volume 5 du dossier porte sur l'analyse des dangers majeurs et la préparation aux situations d'urgence. Il applique notamment la directive 2013/30/UE, qui a notamment pris en compte le retour d'expérience de l'accident de Deepwater Horizon (puits Macondo dans le golfe du Mexique)³⁹. Il met en œuvre un référentiel applicable à l'ensemble des entités du groupe Total. Le document précise certaines règles particulières à TEPGF.

³⁹ Voir le considérant (5) : « Les accidents relatifs à des opérations pétrolières et gazières en mer, en particulier l'accident qui s'est produit en 2010 dans le golfe du Mexique, ont sensibilisé le public aux risques liés à ces opérations et ont

Après un rappel de l'organisation générale puis du système de management et du système de gestion de la sécurité du projet, le « rapport sur les dangers majeurs » décrit notamment la méthodologie d'évaluation des risques, les étapes de forage d'un puits en mer profonde, l'analyse des accidents liés à des forages, le recensement des dangers et événements redoutés centraux associés, les analyses préliminaires et détaillées des risques. Il fait l'objet d'un résumé non technique. Le volume 5 présente ensuite la description générale du « programme de vérification indépendante » qui a vocation à être décliné par un « vérificateur indépendant », sans lien hiérarchique avec TEPGF⁴⁰. Néanmoins, le rapport du vérificateur indépendant ne sera disponible qu'une fois l'opérateur de la MODU identifié.

Le volume 5 traite, à la fin, le plan d'intervention d'urgence interne pour faire face aux risques d'accidents majeurs, le plan de lutte antipollution, l'indemnisation des tiers en cas d'accident majeur, les incidences du projet en cas d'accident étant traitées dans une pièce spécifique (F) du volume 3.

Il présente les mêmes qualités formelles que l'étude d'impact, même si sa technicité en limite l'accès à un public averti.

Système de gestion de la sécurité et de l'environnement

Ce système est à la fois complexe et critique pour la sécurité de la plateforme et la prévention des accidents majeurs, puisqu'il implique de nombreuses entreprises dont les systèmes de management doivent être coordonnés⁴¹.

En ce qui concerne l'implication de l'État et de ses services de contrôle, la pièce B du volume 5 précise que des « *procédures mises en place permettent d'assurer un dialogue et une coopération entre le préfet, l'exploitant et les représentants des personnels de l'installation* ». Il a par ailleurs été indiqué aux rapporteurs que le suivi des opérations ferait l'objet de réunions hebdomadaires avec les services de l'État, mais qu'à ce stade, de tels échanges ne faisaient pas l'objet d'une formalisation claire.

La pièce B prévoit également qu'une autre procédure est établie pour s'assurer que les modifications éventuelles apportées au programme des travaux décrit dans le mémoire des travaux sont identifiées, analysées, documentées et permettent de conserver un niveau de sécurité au moins équivalent à celui initialement prévu.

L'Ae estime qu'à la lumière de l'accident de Deepwater Horizon, où la vigilance des autorités a été mise en cause, il serait utile de définir plus précisément les informations nécessaires au contrôle

entraîné un réexamen des politiques visant à sécuriser lesdites opérations. La Commission a engagé un réexamen des opérations pétrolières et gazières en mer et présenté ses premiers points de vue sur la sécurité desdites opérations dans une communication du 13 octobre 2010 intitulée « Le défi de la sécurisation des activités pétrolières et gazières offshore ». Le Parlement européen a pour sa part adopté des résolutions sur ce sujet le 7 octobre 2010 et le 13 septembre 2011, tandis que les ministres de l'énergie des États membres ont exprimé leurs points de vue dans les conclusions du Conseil du 3 décembre 2010. »

⁴⁰ Voir article 2, 29) de la directive 2013/30/UE : « *vérification indépendante : l'appréciation et la confirmation de la validité d'une déclaration écrite déterminée donnée par une entité ou une structure organisationnelle de l'exploitant ou du propriétaire qui n'est pas soumise au contrôle ou à l'influence de l'entité ou de la structure organisationnelle qui utilise ladite déclaration* ».

⁴¹ L'enquête conduite par les autorités fédérales américaines a démontré le défaut de culture de sûreté des différents opérateurs au travers d'une absence ou du non-respect de procédures de sécurité, ainsi que les défauts d'articulation entre eux. Le dossier signale d'ailleurs l'adaptation de la communication interne en terme de sécurité, compte tenu des différences de langue et d'aspects culturels entre les différents opérateurs de ce forage.

des activités de forage et, en particulier, la nature des écarts ayant vocation à leur être signalés, ainsi que leurs moyens, techniques et réglementaires, d'exercer leurs pouvoirs de contrôle ou de sanction, et que le public en soit informé⁴².

L'Ae relève d'ailleurs que l'article 8.2 de la directive 2013/30/UE, motivé par son considérant (20)⁴³ prévoit que « *les États membres garantissent à tout moment l'indépendance et l'objectivité de l'autorité compétente dans l'exercice de ses fonctions de régulation, en particulier celles visées au paragraphe 1, points a), b) et c)*⁴⁴. En conséquence, les conflits d'intérêts sont évités entre, d'une part, les fonctions de régulation exercées par l'autorité compétente et, d'autre part, les fonctions de régulation liées au développement économique des ressources naturelles en mer et à l'octroi d'autorisations pour des opérations pétrolières et gazières en mer au sein de l'État membre, et à la collecte et à la gestion des recettes provenant de ces opérations ». Or, l'article 9 du décret n°2018-62 portant application de l'article L.611-33 du code minier, qui a transféré aux régions d'outremer la compétence de délivrance d'une éventuelle concession, prévoit que de telles demandes sont soumises préalablement à une commission présidée conjointement par le préfet, le délégué du Gouvernement pour l'action de l'État en mer et le président du Conseil régional.

L'Ae recommande de préciser l'organisation prévue, conformément à la directive 2013/30/UE pour garantir, à tout moment, l'indépendance et l'objectivité de l'autorité compétente dans l'exercice de ses fonctions de régulation au titre de la sécurité.

L'Ae recommande ensuite de préciser comment les opérations pourront effectivement être contrôlées par les services de l'État, y compris en cas de modification du programme de travaux, ainsi que les modalités de leur information et de celle du public, en cas d'anomalie.

Rapport sur les dangers majeurs

La méthodologie appliquée est similaire à celle utilisée pour les installations terrestres présentant des risques majeurs : recensement des événements initiateurs, événements redoutés centraux, phénomènes dangereux, effets et conséquences, tenant compte d'éventuelles mesures (ou barrières) de prévention et de protection. L'analyse s'intéresse à trois types d'effets (vis-à-vis des humains, de l'environnement et du matériel), avec 6 niveaux croissants de gravité.

⁴² Le décret n° 2006-649 du 2 juin 2016 comporte d'ailleurs des prescriptions précises (état d'avancement des opérations sur puits comportant au minimum les informations énoncées à l'annexe II de la directive 2013/30/UE), système de collecte des paramètres techniques en cours de travaux et d'enregistrement sécurité des informations susceptibles d'être utiles à l'enquête lors d'incidents ou d'accident, modalités prévues par l'État permettant à tout employé de signaler au préfet de manière confidentielle tout problème touchant à la sécurité et à l'environnement) manifestement inspirées par le retour d'expérience de Deepwater Horizon, non explicitées ni déclinées dans le dossier.

⁴³ « *L'indépendance et l'objectivité de l'autorité compétente devraient être garanties. À cet égard, l'expérience acquise à la suite d'accidents majeurs montre clairement que l'organisation des compétences administratives au sein d'un État membre peut prévenir les conflits d'intérêts grâce à une séparation nette entre, d'une part, les fonctions de régulation et les décisions connexes portant sur la sécurité en mer et sur l'environnement et, d'autre part, les fonctions de régulation concernant le développement économique des ressources naturelles en mer, y compris en matière d'octroi d'autorisations et de gestion des recettes. Le meilleur moyen d'éviter de tels conflits d'intérêts est de faire en sorte que l'autorité compétente ne soit chargée d'aucune des fonctions se rapportant au développement économique des ressources naturelles en mer* ».

⁴⁴ « *a) évaluer et accepter les rapports sur les dangers majeurs, évaluer les notifications de conception et les notifications d'opérations sur puits ou d'opérations combinées, et tout autre document de cette nature qui lui est soumis ; b) contrôler le respect de la présente directive par les exploitants et les propriétaires, y compris au moyen d'inspections, d'enquêtes et de mesures d'exécution ; c) conseiller d'autres autorités ou organismes, y compris l'autorité qui délivre les autorisations ;*»

La présence humaine sur la plateforme est évaluée à 200 personnes : 10 à proximité du plancher de forage, 40 susceptible de se trouver à l'extérieur de quartiers de vie, les autres étant supposées rester dans les quartiers de vie ou les salles protégées⁴⁵.

Concernant l'accident de Deepwater Horizon, celui-ci est récent et a fait l'objet d'analyses approfondies, tant aux États-Unis qu'au niveau mondial. L'exploitation qu'en fait le rapport est pourtant particulièrement courte et peu explicite. Total a par ailleurs transmis aux rapporteurs plusieurs documents témoignant des suites qui en ont été tirées pour ses opérations.

Afin de permettre au public de comprendre les principales causes du désastre de Deepwater Horizon et la portée du retour d'expérience, l'Ae recommande de fournir des développements plus explicites et approfondis dans la partie relative aux leçons qui ont été tirées et leurs conséquences sur le projet présenté.

S'appuyant sur des bases de données internationales et sur plusieurs retours d'expérience interne ou externe, les types d'évènements en chaîne sont repris dans la figure ci-dessous⁴⁶.

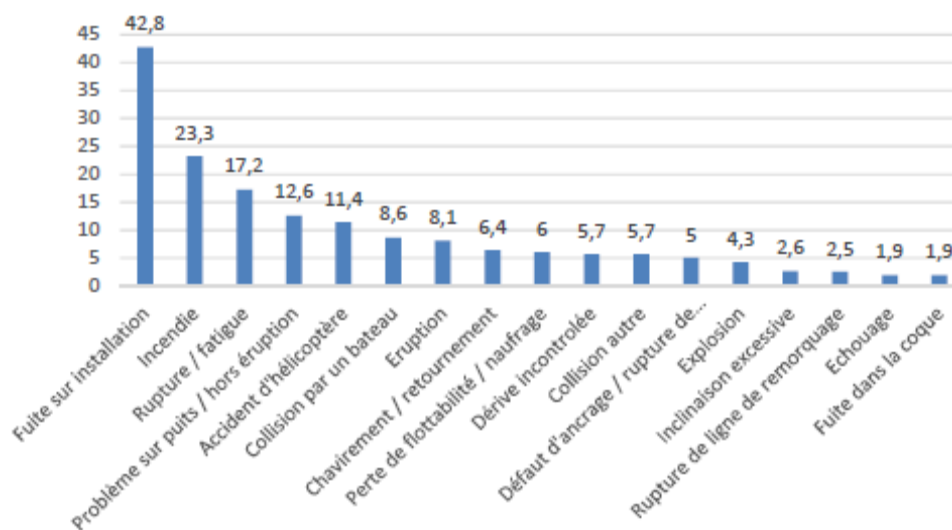


Figure 7 : Pourcentage d'occurrence des différents types d'évènements en chaîne relevant du risque majeur dans les accidents de la base WOAD du Def Norske Veritas. (source : dossier)

Selon l'étude de l'Ineris relative aux enseignements de l'accidentologie liée à l'exploration et à l'exploitation des hydrocarbures⁴⁷ :

« - l'essentiel des bases de données consultées sont relatives à l'offshore. Dans ce domaine, la sécurité des plateformes pétrolières et gazières a beaucoup progressé depuis les années 70-80 [...] »

⁴⁵ Le raisonnement développé en page 135 pour pouvoir évaluer la gravité pour les personnels d'un accident majeur, selon lequel le nombre de personnels exposés à des effets létaux en cas d'éruption au plancher de forage serait de 11 personnes (nombre de morts de Deepwater Horizon) et au maximum de 19 (en référence à une éruption en Iran en 1980 en présence de disulfure d'hydrogène (H₂S)), ne paraît pas spontanément cohérent avec ces données factuelles, en dépit de l'explication avancée (« Il est assez rare qu'une éruption démarre de façon instantanée. Ainsi, dans ces situations, le personnel potentiellement à l'extérieur est confiné dans les quartiers vie ») : la représentativité relative de ces accidents ne garantit pas la robustesse de l'analyse.

Une question similaire peut concerner le nombre de personnes (3) potentiellement exposées en cas d'inflammation du ciel gazeux d'un équipement du circuit des fluides de forage.

⁴⁶ Le total des pourcentages dépasse 100, un même accident pouvant concerner plusieurs types d'évènements.

⁴⁷ Rapport d'étude de l'Ineris du 7 mai 2015. Référence : drs-15-149641-02735a-rpt-forages-rexaccidents-unique-1432733079

– en offshore, seuls 20 % des accidents sont liés à des incidents de puits [...]. L'éruption de puits est le scénario le plus extrême en termes de dommages matériels et surtout d'impact sur l'environnement.

– c'est dans la phase de forage que le risque d'éruption est le plus fort (5,2 pour 1 000 puits d'exploration en offshore). Toutefois, ce risque est extrêmement variable selon le contexte de forage : il augmente fortement avec la profondeur du puits (la fréquence d'éruption est 6 fois plus élevée pour les forages dépassant les 4 500 mètres de profondeur verticale que pour les autres forages ; il diminue avec la connaissance du milieu géologique : la fréquence d'éruption est deux fois plus faible pour les forages de développement que pour les forages d'exploration ; il est sensible à la nature des fluides : les puits à huile connaissent deux fois moins d'éruption que les puits à gaz.

– c'est lors des phases de reconditionnement⁴⁸ que le risque d'éruption est le plus important. »

L'étude de l'Ineris définit ces forages comme HPHT (haute pression haute température). Le dossier de Total retient une autre définition (pression en tête de puits supérieure à 10 000 psi (soit 690 bars) et température supérieure à 150 °C) pour justifier que le projet Guyane Maritime ne sera ni à haute pression, ni à haute température et présente des probabilités d'éruption inférieure. L'analyse de la probabilité d'éruption conduit Total à retenir l'hypothèse de la probabilité la plus faible selon un raisonnement discutable⁴⁹, ce qui pourrait entraîner des conséquences importantes pour la validité des matrices de risque du scénario d'éruption dans l'analyse détaillée des risques (§ 13.2).

L'Ae recommande de justifier les hypothèses prises pour déterminer la probabilité d'une éruption du puits en s'appuyant sur les références publiées et, le cas échéant, de reprendre l'analyse détaillée des risques correspondant à cet évènement.

Quelques autres hypothèses sont potentiellement discutables : l'absence de sulfure d'hydrogène (H₂S) dans les formations rencontrées (mais l'analyse détaillée des risques retient l'éventualité qu'il y en ait pour la définition des mesures de prévention) ; la non-prise en compte d'une chute d'avion : alors que le dossier analyse le risque de perte de contrôle de lanceurs et la chute de débris après le décollage de Kourou et conduit à la définition de mesures de prévention, il extrapole l'exclusion de ce scénario (hors des zones de proximité d'aéroport ou aérodrome) prévue pour les installations classées pour la protection de l'environnement, alors qu'elle ne lui est pas applicable et que le site du forage est proche des couloirs des vols commerciaux entre Paris et la Guyane.

L'Ae recommande d'analyser le risque de chute d'avion et de prévoir des mesures de prévention appropriées.

⁴⁸ Reprise de la cimentation après certaines phases d'exploration.

⁴⁹ L'évaluation du risque d'éruption lors du forage des formations profondes s'appuie sur les analyses d'une base de données d'un institut de recherche norvégien (SINTEF). Les probabilités d'une éruption sont estimées de façon très différente (dans un rapport de 1 à 6), selon les organismes qui exploitent cette base de données, la différence résultant principalement de la proportion de cas où l'éruption est stoppée peu après son initiation : 0 % en exploration pour SINTEF, 90 % pour un autre organisme (Scandpower), l'Ineris choisissant une valeur intermédiaire (50 %). Le dossier retient une probabilité de $1,43 \cdot 10^{-4}$, cumulant les hypothèses les plus favorables (« Scandpower pour puits normaux », alors que la méthode Scandpower ne prévoit pas de distinction entre puits normaux et puits HPHT).

L'analyse détaillée des risques recense, selon la méthodologie de référence de Total⁵⁰ :

- 12 phénomènes dangereux de niveau 2 et 9 de niveau 3 en ce qui concerne les effets sur les personnes. Les phénomènes les plus critiques concernent des risques de collision du navire de forage, en cas de dérive et de croisement d'un navire hors flotte, ou de rejet de fluide sous pression sur la plateforme.
- 5 phénomènes dangereux de niveau 2 et 4 de niveau 3 en ce qui concerne les effets sur l'environnement. Les phénomènes les plus critiques sont liés à une éruption de puits ou à un autre problème sur puits susceptible de relâcher le contenu du tube prolongateur. L'Ae focalise en conséquence l'analyse qui suit sur ce type d'évènement.
- 12 phénomènes dangereux de niveau 2 et 10 de niveau 3 en ce qui concerne les effets sur les structures et les équipements. Les phénomènes les plus critiques sont ceux qui sont liés au naufrage du navire de forage.

Un scénario d'éruption de gaz, présent dans des formations à faible profondeur, remontant à la surface pendant la première phase de forage et susceptible de s'enflammer sur la plateforme présente également des risques importants pour les personnels, mais plus faibles pour l'environnement.

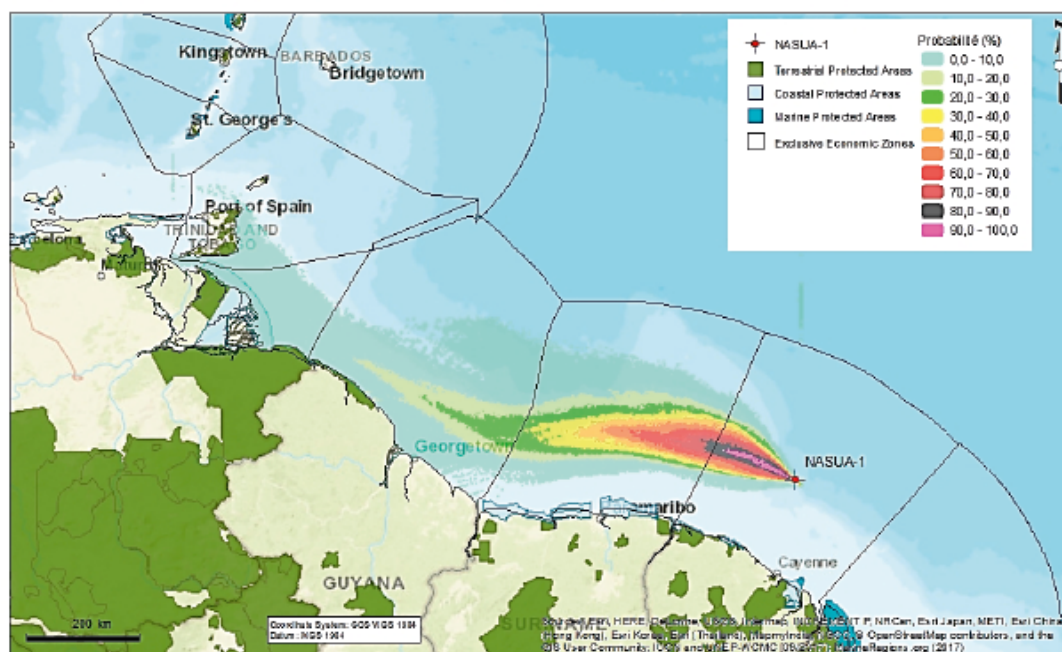
Risques liés à une éruption de puits

Selon le volume 1 du dossier (§ 2.4.9), ce scénario s'appuie sur l'hypothèse d'un « *worst case discharge* » (WCD) ou « *rejet maximal* » : détermination du débit dans chaque segment du puits, la durée associée au débit calculé est d'un total de 60 jours, en faisant l'hypothèse qu'une « coiffe » pour boucher le puits sera installée au terme de ce délai et qu'en parallèle, un puits de secours sera foré à proximité pour réinjecter de la boue à une pression suffisante pour « tuer le puits ». Le dossier estime le débit à 18 230 barils/jour en cas d'éruption, représentant un « débit d'huile » de 2 m³ par minute, sans expliciter la méthode utilisée⁵¹.

L'analyse des incidences du projet en cas d'accident est présentée dans la pièce F du volume 3. Elle porte d'une part sur le WCD, ainsi que sur la perte des 8 000 tonnes de gazole présentes à bord de la MODU. Elle ne présente qu'un résultat de modélisation, dont les hypothèses et la méthode sont peu compréhensibles et apparaissent incomplètes :

⁵⁰ Selon cette méthodologie, le niveau 1 correspond aux risques les plus élevés ; seuls les phénomènes de niveau 1 sont inacceptables.

⁵¹ Selon la page Wikipédia consacrée à la catastrophe de Deepwater, le rejet s'est élevé jusqu'à 60 000 barils par jour.



DISPENSAS/REP/EST/ENVOIS
 Auteur : JJ23 1591
 Décembre 2017

Figure 8 : Probabilité d'huile en surface pour une épaisseur supérieure à 0,005 mm (source : dossier)

Les résultats présentés indiquent que les côtes guyanaises ne seraient pas touchées. En revanche, celles des pays situés plus à l'ouest recevraient 640 tonnes d'hydrocarbures, soit 1 % des rejets, sur une longueur de côte allant de 50 à 630 km. La « superficie » des côtes touchées est indiquée, sans explication sur cet indicateur : 1,24 km² avec une densité d'hydrocarbures de 690 g/m². Il a été indiqué oralement aux rapporteurs que cette superficie aurait été calculée en prenant l'hypothèse d'une largeur d'impact forfaitaire de 2 mètres sur la côte.

Cette présentation appelle plusieurs remarques :

- lors des échanges avec les rapporteurs, Total ~~leur~~ a indiqué que ce résultat correspondait au résultat au 30^e jour après le début de l'éruption, alors que l'hypothèse du WCD est celle d'une fuite ininterrompue pendant 60 jours, pouvant donc se diffuser pendant une durée encore plus longue⁵² que celle retenue ;
- l'approche utilisée, de type probabiliste, consiste à réaliser un grand nombre d'itérations du même scénario à plusieurs dates, sur une durée définie, afin de mener une analyse probabiliste des résultats dans le temps. L'analyse statistique pluriannuelle a été réalisée sur une période de 3 ans (de 2014 à 2016) entre janvier et mars (période estimée de l'activité de forage). Outre que cette approche ne constitue pas une modélisation réaliste des conditions de dispersion de la nappe correspondant à un scénario réel, elle ne permet pas d'envisager l'enveloppe des hypothèses les plus défavorables, puisque le résultat correspond à une moyenne lissée d'un certain nombre de scénarios, et ne traite pas non plus des éventuels forages d'appréciation, susceptibles d'être réalisés à d'autres périodes de l'année ;

⁵² Le tableau § 8.3.2 du plan d'intervention d'urgence interne fait également référence à un délai de 30 jours.

- en particulier, il n'est pas indiqué de quelle façon sont pris en compte les tourbillons, pour le cas où l'accident aurait lieu pendant une phase de réflexion des courants marins ;
- le calcul réalisé et le texte du dossier ne semblent aborder que la couche d'hydrocarbures en surface. L'extension de la nappe depuis le fond de la mer aux différentes profondeurs n'est pas présentée : le dossier explique, de façon qualitative, que les gaz se transforment en hydrates ou sont dissous, les hydrocarbures les plus légers qui s'échappent du puits remontent à la surface avant d'être transporté par les courants, alors que les plus lourds retombent à proximité du puits. Indépendamment de l'absence de modélisation pour le démontrer, les effets, probables au vu de la seule figure disponible⁵³, sur le talus continental et sur les marches du plateau continental, ne sont donc pas évoqués dans le dossier⁵⁴. De surcroît, la figure ci-dessous devrait conduire à s'interroger sur le devenir des hydrocarbures présentés comme dispersés dans la colonne d'eau, qui représentent la part largement majoritaire au moins pendant les 30 premiers jours ;

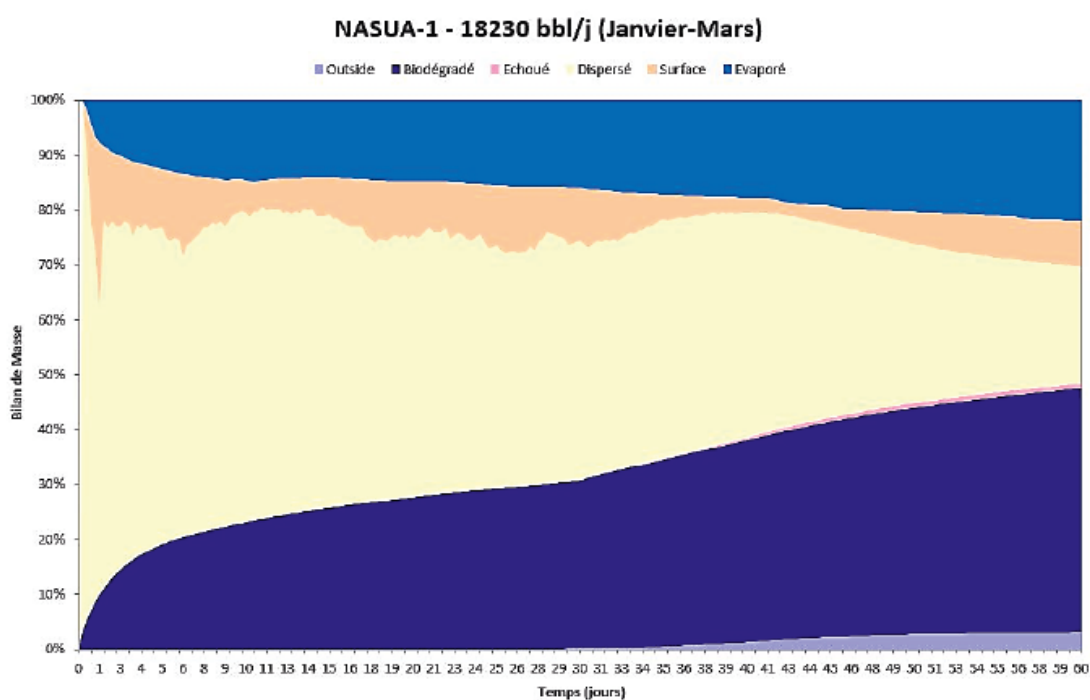


Figure 9 : Simulation du devenir des hydrocarbures s'échappant sur 60 jours, sans mobilisation de réponse

Ce raisonnement ne tient en outre pas compte de la forte turbidité du milieu et des interactions probables entre les hydrocarbures et les particules susceptibles de les transporter et de se déposer sur les fonds marins.

Pour l'Ae, le dossier est donc incomplet sur cette question cruciale.

L'Ae recommande de fournir une modélisation du devenir des hydrocarbures tenant compte d'un débit ininterrompu pendant 60 jours, représentant l'étendue de la pollution sur l'ensemble de la colonne d'eau et des biocénoses benthiques, et de présenter ces résultats selon plusieurs scénarios enveloppes, y compris à des périodes de présence de tourbillons dans la zone de réflexion des courants marins.

⁵³ Mais également des modélisations réalisées par Shell à l'appui de sa demande d'autorisation pour ses forages en 2012/2013.

⁵⁴ La conclusion se focalisant sur la proportion résiduelle d'hydrocarbures sur les côtes.

L'Ae note enfin que l'évaluation des impacts en phase accidentelle se limite à l'estimation des zones et surfaces atteintes par une nappe flottante d'hydrocarbures. L'Ae rappelle que l'article R.122-5 6° du code de l'environnement requiert « *une description des incidences négatives notables attendues du projet sur l'environnement qui résultent de la vulnérabilité du projet à des risques d'accidents ou de catastrophes majeurs en rapport avec le projet concerné. Cette description comprend le cas échéant les mesures envisagées pour éviter ou réduire les incidences négatives notables de ces événements sur l'environnement et le détail de la préparation et de la réponse envisagée à ces situations d'urgence* ». Si cette dernière partie est effectivement développée dans le dossier, une description des impacts sur les habitats, la faune et la flore en situation accidentelle, et tout particulièrement sur la zone de tombant située à une vingtaine de kilomètres des forages prévus, semble au moins nécessaire pour pouvoir pleinement appliquer cette prescription.

L'Ae recommande de fournir une appréciation des impacts sur les habitats, la faune et la flore en situation accidentelle.

Plan d'intervention et d'urgence interne

Ce plan décrit les moyens d'intervention prévus en cas de marée noire. Il fait appel à des équipements mutualisés (blocs de coiffage d'un puits et blocs de reprise de coiffage (délai : 20 jours), puits de secours (délai : 1 mois), kits d'intervention comportant un package de dispersion de débris et un package de dispersion sous-marine (délai : 10 jours)), conçus notamment suite à l'accident de Deepwater Horizon. La stratégie de lutte repose en effet sur l'utilisation de dispersants, en surface et en profondeur, pour limiter l'agglomération des hydrocarbures en formations de « *mousse en chocolat* ». Néanmoins, leur composition n'est pas précisée dans le dossier, sinon que ce sont des mélanges de tensio-actifs liquides et de solvants. Les effets potentiels sur les habitats et la vie marine ne sont pas évoqués.

L'effet du déploiement de ces moyens d'intervention conduirait, selon le dossier et sans explication supplémentaire, à réduire la « superficie » des côtes affectées à 0,21 km² (soit encore une centaine de kilomètres, selon les hypothèses qui semblent avoir été retenues) où la densité d'hydrocarbures serait réduite à 600 g/m².

Le dossier aborde succinctement la question des déchets résultant d'une marée noire et de la faune sauvage mazoutée, sans développer la question des moyens nécessaires. Le dossier constate que la Guyane ne dispose pas, à ce jour, des capacités de gestion de quantités de déchets dangereux très importantes et que les déchets pourraient devoir être transportés vers la métropole ou d'autres pays, conformément aux règles définies par la convention de Bâle relative à l'importation et à l'exportation des déchets. Le même raisonnement semble transposable au traitement de la faune mazoutée, sans que l'étude d'impact n'apporte d'évaluation même approximative des volumes à traiter et de la faisabilité des options envisagées. L'indemnisation des tiers fait l'objet d'un fascicule spécifique (pièce G), mais pas les dommages environnementaux en tant que tels.

L'Ae recommande de compléter le dossier par un volet relatif à la prise en charge des conséquences et dommages environnementaux (volumes, modalités de gestion) d'une éventuelle marée noire, selon le scénario WCD.